

УНИВЕРЗИТЕТ СВ. КИРИЛ И МЕТОДИЈ - СКОПЈЕ  
ЕЛЕКТРОТЕХНИЧКИ ФАКУЛТЕТ

ДРАГОСЛАВ А. РАЈЧИЌ

ВОВЕД  
ВО  
**ДИСТРИБУТИВНИ**  
**ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ**  
СИСТЕМИ

СКОПЈЕ, 1995 ГОДИНА

Драгослав А. Рајичиќ

**ВОВЕД ВО ДИСТРИБУТИВНИ  
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМИ**

CIP - Каталогизација во публикација  
Народна и универзитетска библиотека  
“Климент Охридски”, Скопје

621.315/.316(075.8)

**РАЈЧИЌ, Драгослав А.**

Вовед во дистрибутивни електроенергетски системи/  
Драгослав А. Рајчиќ. - Скопје: Електротехнички факултет, 1995. –  
262 стр. : илустр. ; 24 см

Библиографија: стр. 234-236.

а) Електроенергетски системи, дистрибутивни - Учебници

ISBN 9989-630-01-1

Електронско издание дистрибуирано со дозвола на авторот

Автор: Драгослав А. Рајичиќ

Наслов: Вовед во дистрибутивни електроенергетски системи

Рецензенти: проф. д-р Александар Величковиќ  
проф. д-р Ристо Ачковиќ



## ПРЕДГОВОР

Овој учебник е наменет за студентите од насоката електроенергетика на Електротехничкиот факултет во Скопје. Учебникот би требало да им помогне во совладувањето на наставната материја по предметот што во важечкиот наставен план има наслов дистрибутивни системи. Неговото изучување е предвидено во VIII семестар. Во претходните семестри студентите изучуваат повеќе стручни предмети од областа на електроенергетиката, како што се: надземни и кабелски водови (V семестар), електрични мрежи (VI семестар), производство на електричната енергија (VI семестар), разводни постројки (VII семестар), високонапонски мрежи и системи (VII семестар), електростопанство (VII семестар) и техника на висок напон I (VII семестар). Во осмиот семестар, паралелно со предметот дистрибутивни системи, се изучуваат и предметите: техника на висок напон II, релејна заштита, режими на работа на електроенергетските системи и проектирање на електрични центри и разводни постројки. Освен тоа, помеѓу другите изборни предмети, во деветтиот семестар се предвидени предметите: планирање и развој на електроенергетските системи и анализа на електроенергетските системи. Ова набројување има за цел да создаде колку што е можно поцелосна претстава за местото на предметот дистрибутивни системи во наставниот процес на Факултетот. Така можат да се согледаат главните фактори кои влијаеле врз изборот на материјата изложена во овој учебник. Тука не се обработени повеќе важни проблеми на дистрибутивните системи. Добар дел од тие проблеми се обработуваат во рамките на другите предмети.

Некои повторувања не можеа да се избегнат. Тие се сведени на онолкува мерка колку, според оценката на авторот, било неопходно за обезбедување континуитет и добивање покомплетна претстава на разгледуваните проблеми.

Посебен акцент е ставен врз изборот и димензионирањето на елементи на нисконапонски мрежи и инсталации, како и врз начините за заштита од индиректен допир. Тоа е направено од три причини. Прво, поради тоа што елементите на нисконапонските мрежи и инсталации се далеку најбројни елементи на дистрибутивните електроенергетски системи. Второ, поради присутноста на електричните уреди секаде каде човекот живее и работи и поради неопходноста тој секогаш да биде соодветно заштитен. Трето, поради фактот дека во другите предмети на насоката овие проблеми детаљно не се разгледуваат.

*Освен тоа, внесено е и поглавје за пресметка на напони во радијалните мрежи. Изложената методологија е од поново време и досега била обработувана само во списанија и на конференции.*

*Нема сомнение дека овој учебник, како издвоен труд, ни од далеку целосно не ги обработува сите технички проблеми што се јавуваат во областа на дистрибутивните системи. За надминување на таквата забелешка би биле потребни далеку поголеми средства (а не се согледува од каде тие средства би се обезбидиле). Но, и да е можно да се решат проблемите околу издавањето на таква книга, нејзината цена би била висока, што секако не може да се смета како предност за една книга, особено ако, во прв ред, таа е наменета да биде учебник за студенти.*

*Авторот ја изразува својата благодарност на рецензентите проф. д-р Александар Величковски и проф. д-р Ристо Ачковски, за вниманието со кое го разгледале ракописот и на конструктивните забелешки за подобрување на неговиот квалитет.*

*Повеќегодишниот соработник на авторот, м-р Рубин Талески, дал значаен придонес во создавањето на овој учебник. Тој ги читал неколкуте претходни верзии и финалната верзија на ракописот, ги проверувал примерите и задачите и укажал на појавените недоследности. Освен тоа, негово дело се сите слики кои со помош на скенер се преземени од други публикации и соодветно вградени во овој учебник. Драгоцената била и неговата помош при печатењето на завршната верзија на ракописот. За сета помош авторот му е благодарен.*

*Јазичната редакција на ракописот ја изврши госпоѓата Алена Георгиевска. Авторот ѝ е благодарен за вниманието со кое го обработуваше ракописот и за корисните сугестии за подобрување на неговиот квалитет.*

*Институциите на Електротехничкиот факултет, а посебно неговиот деканат, заслужуваат благодарност и признание за создавање организациони услови и за настојување да овозможат решавање на проблеми од материјална природа при реализација на благородната идеја за издавање учебници за студентите на Факултетот. Заради малиот тираж, ваквите изданија не се и не можат да бидат комерцијални. Па сепак, свесно вложуваме сили и одвојуваме средства да се издаваат учебници и да служат за поквалитетна обука на кадри. На тој начин го исполнуваме делот од нашите обврски за создавање квалитетна основа, неопходна за градење подобра иднина.*

## СОДРЖИНА

	Страна
ВОВЕД	9
1. КАРАКТЕРИСТИЧНИ ГОЛЕМИНИ И ПОИМИ	11
2. ИЗОЛИРАНИ СПРОВОДНИЦИ И ЕНЕРГЕТСКИ КАБЛИ	28
3. ТРАЈНО ДОЗВОЛЕНИ СТРУИ НА ИЗОЛИРАНИ СПРОВОДНИЦИ И КАБЛИ	42
4. ЗАГУБИ НА НАПОН ВО ДИСТРИБУТИВНИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ ВОДОВИ	57
5. ВРСКИ ПОМЕЃУ ПРОЦЕНТУАЛНИТЕ ЗАГУБИ НА АКТИВНАТА МОЌНОСТ И НАПОНОТ	75
6. ПРЕСМЕТКА НА КУСИТЕ ВРСКИ ВО НИСКОНАПОНСКИТЕ МРЕЖИ	80
7. НИСКОНАПОНСКИ ОСИГУРУВАЧИ	97
8. ЗАШТИТА ОД ПРЕКУМЕРНИ СТРУИ	109
9. СТАНДАРДНИ НИСКОНАПОНСКИ СИСТЕМИ	114
10. ЗАШТИТА ОД ИНДИРЕКТЕН ДОПИР	119
11. НИСКОНАПОНСКИ МРЕЖИ ВО ВИД НА ОКЦА	137
12. ОБЛИЦИ НА СРЕДНОНАПОНСКИ МРЕЖИ	140
13. КОМПЕНЗАЦИЈА НА РЕАКТИВНАТА МОЌНОСТ	153
14. ЗАЗЕМЈУВАЊЕ НА НЕУТРАЛНАТА ТОЧКА НА СРЕДНОНАПОНСКИТЕ МРЕЖИ	187
15. ОПТИМАЛНИ ПАРАМЕТРИ НА ДИСТРИБУТИВНИТЕ МРЕЖИ	202
16. ПРЕСМЕТКА НА НАПОНИ ВО РАДИЈАЛНИ МРЕЖИ	209
17. ОРГАНИЗАЦИОНИ МЕРКИ ЗА НАМАЛУВАЊЕ НА ЗАГУБИТЕ НА АКТИВНА МОЌНОСТ	231
ЛИТЕРАТУРА	234
ОДГОВОРИ И РЕЗУЛТАТИ	237
ПРИЛОГ	247





## ВОВЕД

Дистрибутивните електроенергетски мрежи се дел на електроенергетскиот систем преку кој електричната енергија се распределува на корисниците. Вообичаено е, заради скратување, овие мрежи да се нарекуваат електродистрибутивни мрежи или едноставно дистрибутивни мрежи. Најчесто во овој дел на електроенергетскиот систем влегуваат водови и трансформатори со номинален напон 110 kV и понизок. Бројот на овие елементи е многу поголем од бројот на елементите на преносната мрежа. Поради тоа уште во класичниот прирачник на компанијата Westinghouse [19] се сретнува податокот дека приближно 50% од инвестициите во електроенергетските системи во САД се однесуваат на дистрибутивните системи.

Електродистрибутивните претпријатија имаат задача да се грижат за правилна експлоатација на постојната електродистрибутивна мрежа и нејзиното соодветно одржување, со цел на потрошувачите да им се обезбеди испорака на квалитетна електрична енергија по најниска цена. Покрај тоа, тие претпријатија треба да го планираат развојот на дистрибутивните мрежи и да обезбедуваат мрежите да се изградуваат така да можат и во иднина да одговорат на зголемените барања што пред нив ќе се поставуваат.

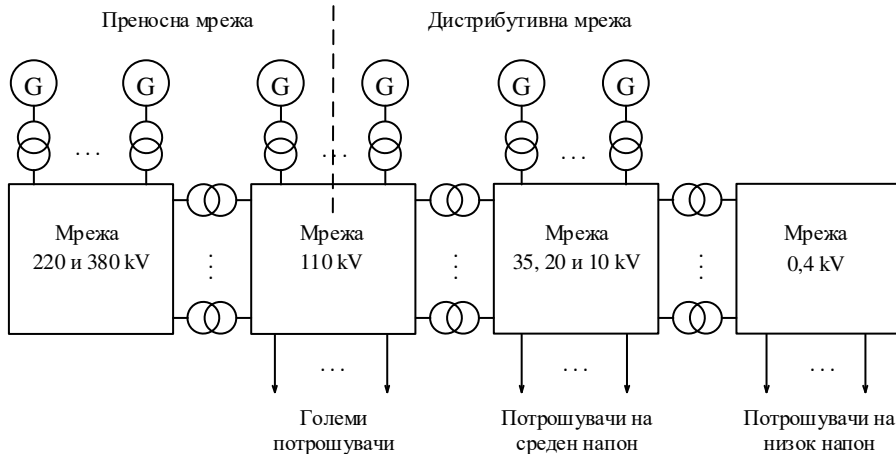
На секој зафат за изградба на дистрибутивна мрежа треба да му претходи темелно стручно проучување на постојната мрежа и на условите во кои таа работи. Тоа е неопходно ако се сака да се постигне новите решенија да бидат не само технички коректни туку и економски повољни. Познат е фактот дека определен тип на дистрибутивна мрежа, кој во едни услови ги задоволува техничките критериуми и има економска предност во однос на другите решенија, не мора да биде економичен и во други услови, т.е. во подрачја каде што густината на оптоварувањето е поинаква, каде се поинакви облиците на дневните дијаграми на оптоварувањата и каде за градба се користат елементи со поинакви карактеристики.

Поради тоа што врз исправноста на дистрибутивните мрежи се базира работата на индустријата, занаетството и практично најголемиот дел од активностите на современиот човек, особено е важно тие мрежи правовремено да бидат проучувани, проектирани и градени, т.е. да бидат правовремено оспособени за условите што претстојат. И не само тоа, мошне е важно тие мрежи рационално да се градат и користат.

Основа за проучување на дистрибутивните мрежи, покрај другото, се податоците за распределбата на моќностите на потрошувачите, односно енергетските подлоги. Затоа е неопходно на прибирањето и обработката на тие податоци да им се посвети полно внимание.

Во стручната литература е вообичаено да се користат термините: преносна мрежа и дистрибутивна мрежа. Во нашата практика, до шеесеттите години на дваесеттиот век, дистрибутивните мрежи ги опфаќаа водовите и трансформаторите чиј номинален напон не надминува 35 kV. Подоцна, со порастот на густината на оптоварувањата, постепено и водовите и трансформаторите со номинален напон 110 kV започнаа да добиваат локално значење и да се вбројуваат во елементи на дистрибутивна мрежа.

На сликата 1.1 е прикажана принципиелна шема на еден електроенергетски систем, со глобална поделба на преносна и дистрибутивна мрежа. Да забележиме дека во нашата земја постојат дистрибутивни мрежи со тристепена трансформација (110/35, 35/10 и 10/0,4 kV/kV) и мрежи со двостепена трансформација (110/10 и 10/0,4 kV/kV, односно 110/20 и 20/0,4 kV/kV).



Слика 1.1. Принципиелна шема на еден електроенергетски систем

Во електроенергетиката е вообичаено мрежите да се делат според висината на номиналниот напон. Во таа смисла се разликуваат: нисконапонски, среднонапонски и високонапонски мрежи. Кај нас е вообичаено во среднонапонски да се вбројуваат мрежите чиј номинален напон е помеѓу 1 и 36 kV, а во високонапонски да се вбројуваат мрежите со номинален напон повисок од 36 kV. Покрај тоа, мрежите чиј напон е повисок од 300 kV некои автори (на пример [36]) ги нарекуваат мрежи со екстра висок напон. Понекаде се користат и нешто поинакви дефиниции. Така, на пример, во француското електростопанство (Electricité de France) во среднонапонски се вбројуваат мрежите со номинален напон од 1 до 50 kV.

Заслужува да биде нагласено дека треба да се разликуваат термините низок напон и мал напон. За мрежата (или инсталацијата) се вели дека е со *мал напон* ако помеѓу кои и да било нејзини два спроводника или помеѓу кој и да било нејзин спроводник и земјата ефективната вредност на напонот не е поголема од 50 V.

Во литературата можат да се сретнат различни дефиниции за тоа која мрежа (или инсталација) се смета за нисконапонска. Во овој курс под мрежа (или инсталација) за *низок напон* ќе подразбираме мрежа (или инсталација) кај која ефективната вредност на меѓуфазниот напон не е поголема од 1000 V и ефективната вредност на напонот фаза–земја не е поголема од 600 V.

## 1. КАРАКТЕРИСТИЧНИ ГОЛЕМИНИ И ПОИМИ

### 1.1. Електричен приемник

Под поимот *електричен приемник* подразбираме уред што електричната енергија ја претвора во друг вид енергија.

### 1.2. Електричен потрошувач

*Електричен потрошувач* е назив за множество електрични приемници што се напојуваат од истата мрежа.

### 1.3. Номинална моќност

*Номинална моќност* на еден приемник,  $P_{\text{ном.}}$ , е онаа моќност што приемникот ја има кога е приклучен на номинален напон и кога сите останати услови на работа се еднакви на номиналните.

### 1.4. Дијаграм на оптоварување

Во текот на денот, месецот и годината оптоварувањето на потрошувачот најчесто е менливо со времето. Промените се последица на особините на производниот процес, навиките на луѓето, климатските услови и слично. Тие промени на моќноста нагледно се прикажуваат со дијаграми (криви) наречени *дијаграми (криви) на оптоварување*. На таквите дијаграми активната и реактивната моќност на потрошувачот се прикажуваат во функција од времето  $t$ , т.е. се прикажуваат функциите  $P(t)$  и  $Q(t)$ .

### 1.5. Врвно оптоварување

*Врвно оптоварување*,  $P_{\text{врв.}}$ , на една мрежа (или потрошувач) е назив за најголемата моќност што во таа мрежа (или потрошувач) се јавува во определен временски период. Најчесто тој период е еден месец или една година. Ако се работи за множество од  $n$  приближно еднакви електрични потрошувачи, врвното оптоварување на целото множество ќе го означиме со  $P_{\text{врв.}}(n)$ , додека врвното оптоварување на потрошувачот  $i$  ќе го означуваме со  $P_{\text{врв.}i}$ .

### 1.6. Фактор на оптоварување (Load factor)

*Факторот на оптоварување* е дефиниран како однос помеѓу електричната енергија што ја презел потрошувачот (или мрежа) во тек на една година и енергијата што тој би ја презел кога во текот на целата година би работел со врвната моќност. Ако факторот на оптоварување го означиме со  $f_{\text{опт.}}$ , можеме да напишеме:

$$f_{\text{опт.}} = \frac{W_{\text{год.}}}{T_{\text{год.}} \cdot P_{\text{врв.}}}, \quad (1.1)$$

каде што е:

$W_{\text{год.}}$  - преземена електрична енергија во тек на една година,  
 $P_{\text{врв.}}$  - врвна активна моќност,  
 $T_{\text{год.}}$  - време на траење на една година.

Ако се воведо поимот за време на употреба на врвното оптоварување (или како што често се нарекува “време на врвното оптоварување”) како количник помеѓу преземената електрична енергија во текот на годината и остварената врвна моќност во истиот период, т.е.

$$T_{\text{врв.}} = \frac{W_{\text{год.}}}{P_{\text{врв.}}}, \quad (1.2)$$

тогаш за факторот на оптоварување може да се напише:

$$f_{\text{опт.}} = \frac{T_{\text{врв.}}}{T_{\text{год.}}}. \quad (1.3)$$

Ако се воведо поимот за средна годишна моќност

$$P_{\text{средна}} = \frac{W_{\text{год.}}}{T_{\text{год.}}}, \quad (1.2)$$

тогаш од равенството (1.1) следува:

$$f_{\text{опт.}} = \frac{P_{\text{средна}}}{P_{\text{врв.}}}.$$

## 1.7. Фактор на варијација

*Факторот на варијација* се дефинира како однос помеѓу најмалата моќност на потрошувачот,  $P_{\text{најм.}}$ , и најголемата моќност на потрошувачот,  $P_{\text{врв.}}$ , (односно на делот на мрежата) во тек на една година, т.е.

$$f_{\text{вар.}} = \frac{P_{\text{најм.}}}{P_{\text{врв.}}}. \quad (1.4)$$

Искуството покажува дека во многу дистрибутивни мрежи односот помеѓу факторот на варијација и квадратот на факторот на оптоварување се менува во опсегот од 0,8 до 1,0 [43].

## 1.8. Инсталирана моќност

Под *инсталирана моќност* се подразбира сумата на номиналните моќности на сите електрични приемници кои во некоја инсталација или мрежа можат едновремено да работат. Обично инсталираната моќност претставува најголема моќност која теоретски може да настане во една инсталација или мрежа. Меѓутоа, треба да се има предвид дека во практиката, најчесто, ниту сите електрични приемници едновремено се вклучуваат на електричниот напон ниту секогаш работат со номинални моќности. Инсталираната моќност ќе ја означуваме со  $P_{\text{инст.}}$ . Во случаите кога станува збор за  $n$  еднакви (или приближно еднакви) електрични приемници или потрошувачи, инсталираната моќност ќе ја означуваме со  $P_{\text{инст.}}(n)$ .

## 1.9. Фактор на побарувачка (Demand factor)

*Факторот на побарувачка*,  $f_{\text{поб.}}$ , е дефиниран како однос помеѓу врвното оптоварување и инсталираната моќност, т.е.

$$f_{\text{поб.}} = \frac{P_{\text{врв.}}}{P_{\text{инст.}}} \quad (1.5)$$

Така, на пример, ако инсталираната моќност на еден трисобен стан е 32,14 kW, а неговото врвно оптоварување е 17,06 kW, за факторот на побарувачката ќе се добие:

$$f_{\text{поб.}} = \frac{17,06}{32,14} = 0,53.$$

Во случај на  $n$  приближно еднакви електрични приемници или потрошувачи, факторот на побарувачка ќе го означуваме со  $f_{\text{поб.}}(n)$  и ќе може да се напише:

$$f_{\text{поб.}}(n) = \frac{P_{\text{врв.}}(n)}{P_{\text{инст.}}(n)} \quad (1.5a)$$

Ако се знае факторот на побарувачка, тој може да биде искористен за определување на врвната моќност. Факторот на побарувачка е обично помал од единица, ретко е еднаков на единица, а само во специјални случаи (кога електричните приемници се преоптоварени) има вредност поголема од единица.

По правило, во услови кога е поголема инсталираната моќност и кога е поголем бројот на електричните приемници, факторот на побарувачка е помал, бидејќи во таквите услови е помала веројатноста сите приемници да бидат едновремено вклучени. Ако станува збор за множество на електрични мотори, може да се рече дека факторот на побарувачка на множеството не зависи само од бројот на моторите во погонот туку и од начинот на кој моторите се користат, т.е. од дијаграмот на оптоварувањето на секој од нив.

Ако се споредуваат факторите на побарувачка за станови со различна големина, може да се констатира дека факторот на побарувачка кај еднособни и двособни станови е редовно поголем отколку кај трисобните и четирисобните. Освен тоа, ако

два стана имаат еднакви инсталирани моќности, нивните фактори на побарувачка не мораат да бидат еднакви. Една од причините за тоа може да биде нееднаква структура на електричните приемници. Според некои проучувања [43] факторот на побарувачка најчесто се движи во интервалот од 0,45 до 0,8, при што помалите вредности се однесуваат на поголеми инсталирани моќности. Да забележиме дека зависноста на факторот на побарувачка од инсталираната моќност не е линеарна. Во разни земји, во зависност од степенот на електрификацијата и навиките на луѓето, факторот на побарувачка на домаќинствата е различен. Всушност, за секое подрачје е потребно да се приберат податоци за факторот на побарувачка за становите, за разновидните комунални потрошувачи и за земјоделските претпријатија.

### 1.10. Фактор на едновременост (Coincidence factor)

Согласно со своите потреби корисниците различно ги користат електричните приемници, поради што ангажираната моќност се менува со времето. Како последица на тоа, на пример, во едно множество домаќинства може да се констатира дека нивните врвни оптоварувања не се јавуваат истовремено, дури и при еднакви множества електрични приемници во домаќинствата. Тоа може да биде условено од различната возраст и различниот број на членови на домаќинствата, како и од различните навиките на одделните членови.

По правило, при поголем број на електрични приемници (или потрошувачи) помала е веројатноста нивните врвни оптоварувања да настанат во исто време со врвното оптоварување на целата група. Со други зборови, врвното оптоварување на една група електрични приемници (или потрошувачи) е помало или најмногу еднакво на аритметичката сума на нивните врвни оптоварувања.

За едно множество електрични потрошувачи (или приемници) *факторот на едновременост* се дефинира како количник помеѓу врвното оптоварување на множеството и сумата на врвните оптоварувања на одделните електрични потрошувачи (или приемници). Во случај на множество од  $n$  електрични потрошувачи (или приемници), со помош на ознаките воведени во потпоглавјето 1.5, за факторот на едновременост може да се напише:

$$f_{\text{едн.}}(n) = \frac{P_{\text{врв.}}(n)}{\sum_{i=1}^n P_{\text{врв.}i}}. \quad (1.6)$$

Во случај кога имаме  $n$  потрошувачи со приближно еднакви инсталирани моќности и со приближно еднакви врвни оптоварувања, за факторот на едновременост може да се напише:

$$f_{\text{едн.}}(n) = \frac{P_{\text{врв.}}(n)}{n \cdot P_{\text{врв.}}(1)}, \quad (1.7)$$

каде што со  $P_{\text{врв.}}(1)$  е означено средното (односно просечното) врвно оптоварување на еден потрошувач од множеството.

Количникот

$$P_{\text{удел}} = \frac{P_{\text{врв.}}(n)}{n} \quad (1.8)$$

претставува просечен удел на еден потрошувач во врвното оптоварување на множеството.

Користејќи ја равенката (1.8), за факторот на едновременост може да се напише:

$$f_{\text{едн.}} = \frac{P_{\text{удел}}}{P_{\text{врв.}}(1)}. \quad (1.9)$$

За пример, да набљудуваме зграда со 50 приближно еднакви станови. Врвното оптоварување на зградата нека е 220 kW, а просечното врвно оптоварување на еден стан нека е 17 kW. Во тој случај, според равенката (1.7), за факторот на едновременост на множеството станови добиваме:

$$f_{\text{едн.}}(50) = \frac{220}{50 \cdot 17} = 0,259.$$

При определување на факторот на едновременост треба да се зема предвид од кој вид се потрошувачите (односно приемниците) и колкав е нивниот број. Математичко статистичките обработки покажуваат дека овој фактор зависи не само од бројот на потрошувачите (приемниците) туку и од дневното време на употреба на врвното оптоварување  $T_{\text{врв.}}$ , односно од релативното траење на врвното оптоварување  $t_{\text{рел.}}$ . Ако со  $T_{\text{ден}}$  се означи време на траење на еден ден, тогаш може да се напише:

$$t_{\text{рел.}} = \frac{T_{\text{врв.}}}{T_{\text{ден}}}. \quad (1.10)$$

Во литературата (на пример [43]) можат да се сретнат дијаграми во кои за различен број станови е прикажана зависноста на факторот на едновременост од релативното траење на врвното оптоварување или е прикажана зависноста на просечниот удел на еден стан во врвното оптоварување на групата, во зависност од бројот на становите и инсталираната моќност на еден стан. До тие дијаграми се доаѓа по пат на проучување на условите во конкретната средина (град, реон и слично). Во принцип, законитостите утврдени во една средина не мораат да важат и во други средини.

За определување на факторот на едновременост на множество од  $n$  станови често се користи формулата на *Rusck* [29], позната и под името *шведска формула*, која гласи:

$$f_{\text{едн.}}(n) = f_{\infty} + \frac{1 - f_{\infty}}{\sqrt{n}}, \quad (1.11)$$

каде што со  $f_{\infty}$  е означен факторот на едновременост за многу голем број станови, односно теоретски за бесконечно голем број станови. Во практиката вредноста на  $f_{\infty}$  е ретко надвор од интервалот 0,1–0,3. Најчесто факторот  $f_{\infty}$  има едни вредности кај



становите со централно греење, во кои делот од енергетските потреби се задоволува со користење на гас и/или постои довод на топла вода, а други вредности има кај становите со термоакумулациони печки.

### 1.11. Определување на врвното оптоварување на множество од $n$ станови

Нека се набљудува множество од  $n$  приближно еднакви станови (односно домаќинства) за кои се познати:

- инсталираната моќност на еден стан,  $P_{\text{инст.}}(1)$ ,
- факторот на побарувачка на еден стан,  $f_{\text{поб.}}(1)$ ,
- факторот на едновременост на множеството станови,  $f_{\text{едн.}}(n)$ .

Врвното оптоварување на тоа множество домаќинства може да се пресмета со формулата:

$$P_{\text{врв.}}(n) = P_{\text{инст.}}(1) \cdot f_{\text{поб.}}(1) \cdot n \cdot f_{\text{едн.}}(n) = P_{\text{врв.}}(1) \cdot n \cdot f_{\text{едн.}}(n). \quad (1.12)$$

Формулата (1.12) е навистина едноставна, но и за нејзината правилна употреба се неопходни податоци за условите во конкретната средина. Паушалното усвојување на факторот на побарувачка на еден стан и на факторот на едновременост за бесконечен број станови може да доведе до несоодветни резултати. Поради тоа, со необјективно усвојување вредности за овие фактори, одделни проектанти можат да дојдат до различни вредности за врвното оптоварување, иако користат иста методологија за пресметка.

За илустрација на наведеното ќе се послужи́ме со следниот пример. Треба да се определи врвното оптоварување на множество од 160 двособни и трисобни станови со централно греење, во кои сите останати потреби од енергија се задоволуваат со електрична енергија. Инсталираната моќност на еден стан нека е 19 kW.

Ако се усвои  $f_{\text{поб.}}(1) = 0,7$  и  $f_{\infty} = 0,25$ , според равенката (1.12) ќе се добие:

$$P_{\text{врв.}}(160) = 19 \cdot 0,7 \cdot 160 \cdot \left( 0,25 + \frac{1-0,25}{\sqrt{160}} \right) = 658 \text{ kW}.$$

Ако се усвои  $f_{\text{поб.}}(1) = 0,6$  и  $f_{\infty} = 0,20$ , според равенката (1.12) ќе се добие:

$$P_{\text{врв.}}(160) = 19 \cdot 0,6 \cdot 160 \cdot \left( 0,20 + \frac{1-0,20}{\sqrt{160}} \right) = 480 \text{ kW}.$$

Ако се усвои  $f_{\text{поб.}}(1) = 0,5$  и  $f_{\infty} = 0,15$ , според равенката (1.12) ќе се добие:

$$P_{\text{врв.}}(160) = 19 \cdot 0,5 \cdot 160 \cdot \left( 0,15 + \frac{1-0,15}{\sqrt{160}} \right) = 330 \text{ kW}.$$

Од овој пример се гледа дека и со избирање вредности за  $f_{\text{поб.}}(1)$  и  $f_{\infty}$  од релативно тесен опсег се добиваат значително различни резултати што можат да

доведат до предимензионирање или поддимензионирање на соодветни елементи на дистрибутивната мрежа. Примерот укажува на важноста на правилен избор на параметрите  $f_\infty$  и  $P_{\text{врв.}}(1)$ . За конкретни услови се препорачува тие параметри да бидат определени по пат на соодветни проучувања. Еден од можните начини тоа да се направи е опишан во [6] и тука ќе биде изложен.

### 1.12. Определување на средно врвно оптоварување на еден стан и фактор на едновременост за бесконечен број станови

Во постојните населби се избира определен број множества на станови. Становите треба да бидат со приближно еднакви карактеристики на потрошувачката на електричната енергија. Множествата треба да бидат со различен број станови. Разликите помеѓу бројот на становите на одделни множества не треба да бидат мали. Нека бројот на множествата станови е означен со  $m$ . Со  $n_i$  нека е означен бројот на становите во  $i$ -тото множество и нека измерената вредност на врвното оптоварување во тоа множество е  $P_{\text{врв.}i}$ . Со измерените врвни оптоварувања за секое множество станови се определува отстапување на измерената вредност на врвното оптоварување од вредноста што за врвното оптоварување се добива со помош на равенката (1.12). За  $i$ -тото множество станови тоа отстапување ќе го означиме со  $\varepsilon_i$ , па може да се напише:

$$\varepsilon_i = P_{\text{врв.}i} - P_{\text{врв.}}(1) \cdot n_i \cdot \left( f_\infty + \frac{1-f_\infty}{\sqrt{n_i}} \right). \quad (1.13)$$

Потоа се формира сума на квадратите на тие отстапувања:

$$S = \sum_{i=1}^m \varepsilon_i^2 = \sum_{i=1}^m \left[ P_{\text{врв.}i} - P_{\text{врв.}}(1) \cdot n_i \cdot \left( f_\infty + \frac{1-f_\infty}{\sqrt{n_i}} \right) \right]^2. \quad (1.14)$$

Од десната страна на равенката (1.14) се непознати само параметрите  $f_\infty$  и  $P_{\text{врв.}}(1)$ . Нивните вредности ќе се определат од условот сумата  $S$  да има минимална вредност. За таа цел ќе се примени методот познат под името метод на најмали квадрати. Според тој метод најнапред се бараат првите парцијални изводи на  $S$  по  $f_\infty$  и по  $P_{\text{врв.}}(1)$ . Така добиваме:

$$\frac{\partial S}{\partial f_\infty} = \sum_{i=1}^m 2 \left[ P_{\text{врв.}i} - \left( f_\infty + \frac{1-f_\infty}{\sqrt{n_i}} \right) \cdot n_i \cdot P_{\text{врв.}}(1) \right] \cdot \left[ -n_i \cdot P_{\text{врв.}}(1) \right] \cdot \left( 1 - \frac{1}{\sqrt{n_i}} \right) \quad (1.15)$$

и

$$\frac{\partial S}{\partial P_{\text{врв.}}(1)} = \sum_{i=1}^m 2 \left[ P_{\text{врв.}i} - \left( f_\infty + \frac{1-f_\infty}{\sqrt{n_i}} \right) \cdot n_i \cdot P_{\text{врв.}}(1) \right] \cdot (-n_i) \cdot \left( f_\infty + \frac{1-f_\infty}{\sqrt{n_i}} \right). \quad (1.16)$$

Парцијалните изводи (1.15) и (1.16) ги прирамнуваме на нула и добиваме две равенки. По средувањето, тие равенки можат да се напишат во следниов облик:

$$\sum_{i=1}^m (n_i - \sqrt{n_i}) \cdot P_{\text{врв.}i} - P_{\text{врв.}}(1) \cdot \left[ \sum_{i=1}^m \sqrt{n_i} \cdot (n_i - \sqrt{n_i}) + f_{\infty} \cdot \sum_{i=1}^m (n_i - \sqrt{n_i})^2 \right] = 0 \quad (1.17)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^m \sqrt{n_i} \cdot P_{\text{врв.}i} + f_{\infty} \cdot \sum_{i=1}^m (n_i - \sqrt{n_i}) \cdot P_{\text{врв.}i} \\ & - P_{\text{врв.}}(1) \cdot \left[ \sum_{i=1}^m n_i + 2 \cdot f_{\infty} \cdot \sum_{i=1}^m \sqrt{n_i} \cdot (n_i - \sqrt{n_i}) + f_{\infty}^2 \cdot \sum_{i=1}^m (n_i - \sqrt{n_i})^2 \right] = 0. \end{aligned} \quad (1.18)$$

Во равенките (1.17) и (1.18) непознати се само  $P_{\text{врв.}}(1)$  и  $f_{\infty}$ . Практично е да се воведат:

$$A = \sum_{i=1}^m (n_i - \sqrt{n_i}) \cdot P_{\text{врв.}i}, \quad (1.19)$$

$$B = \sum_{i=1}^m \sqrt{n_i} \cdot P_{\text{врв.}i}, \quad (1.20)$$

$$C = \sum_{i=1}^m (n_i - \sqrt{n_i})^2, \quad (1.21)$$

$$D = \sum_{i=1}^m \sqrt{n_i} \cdot (n_i - \sqrt{n_i}), \quad (1.22)$$

$$Z = \sum_{i=1}^m n_i. \quad (1.23)$$

Ако се искористат воведените ознаки (1.19) до (1.23), равенките (1.17) и (1.18) го добиваат обликот:

$$A - P_{\text{врв.}}(1) \cdot (D + C \cdot f_{\infty}) = 0 \quad (1.24)$$

$$B + A \cdot f_{\infty} - P_{\text{врв.}}(1) \cdot (Z + 2 \cdot D \cdot f_{\infty} + C \cdot f_{\infty}^2) = 0. \quad (1.25)$$

Со решавање на равенките (1.24) и (1.25) се добива:

$$f_{\infty} = \frac{A \cdot Z - B \cdot D}{B \cdot C - A \cdot D} \quad (1.26)$$

и

$$P_{\text{врв.}}(1) = \frac{A}{D + C \cdot f_{\infty}} = \frac{B}{Z + D \cdot f_{\infty}} = \frac{B \cdot C - A \cdot D}{C \cdot Z - D^2}. \quad (1.27)$$

Потоа, со помош на равенката (1.13), користејќи ги определените вредности на  $P_{\text{врв.}}(1)$  и  $f_{\infty}$ , за секое множество станови се пресметува отстапувањето на измерената вредност на врвното оптоварување од пресметаната. Откако ќе се пресметаат поединечни отстапувања, може да се пресмета стандардно отстапување:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m \epsilon_i^2}{m}}. \quad (1.28)$$

Средната аритметичка вредност на измерените врвни оптоварувања е:

$$P_{\text{врв.сред.}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_{\text{врв.}i}}{m}, \quad (1.29)$$

а коефициентот на корелацијата е:

$$k_{\text{корел.}} = \sqrt{1 - \frac{\sum_{i=1}^m \epsilon_i^2}{\sum_{i=1}^m (P_{\text{врв.}i} - P_{\text{врв.сред.}})^2}}. \quad (1.30)$$

За да може да се смета дека се прифатливи вредностите за врвната моќност што се добиваат со помош на равенката (1.12), во која факторот на едновременост е пресметан со шведската формула, мора да бидат задоволени следниве релации:

$$|\epsilon_i|_{\text{најголемо}} < 3\sigma \quad (1.31)$$

и

$$k_{\text{корел.}} > 0,7. \quad (1.32)$$

Може да се препорача, за секоја година и за секоја категорија на станови, на претходно опишаниот начин да се определува просечното врвно оптоварување на еден стан и факторот на едновременост за бесконечен број станови. На тој начин можат да се добијат корисни податоци и за евентуална промена на овие големини со времето.

Со позната вредност на просечниот годишен фактор на порастот на врвното оптоварување на еден стан,  $p_v$ , за врвното оптоварување на  $n$  станови по истек на  $t$  години може да се напише:

$$P_{\text{врв.}}(n, t) = n \cdot P_{\text{врв.}}(1) \cdot p_v^t \cdot \left( f_{\infty} + \frac{1 - f_{\infty}}{\sqrt{n}} \right). \quad (1.33)$$

Ќе наведеме и еден практичен метод за определување на  $f_{\infty}$  (според [12]). Навистина, методот не се одликува со голема точност, но значително е поедноставен од претходно опишаниот. Методот е применлив на случаите кога една трансформаторска станица висок/среден напон напојува само станови. Притоа сите

станови припаѓаат на иста категорија, но не мораат да бидат и со иста големина (односно тип). Со други зборови, станите можат да бидат еднособни, двособни и трисобни, но кај сите станови начинот на задоволување на одделни потреби од енергија е ист. (На пример, сите станови се со централно греење и без гас). Ќе разликуваме  $j$  типови станови. Становите од типот  $i$  нека имаат средно врвно оптоварување  $P_{\text{врв},i}(1)_{\text{сред.}}$  и нивниот број нека е  $n_i$ . Вкупниот број станови што се напојуваат од набљудуваната трансформаторска станица изнесува:

$$n = \sum_{i=1}^j n_i, \quad (1.34)$$

а просечното врвно оптоварување на еден стан е:

$$P_{\text{врв.}}(1)_{\text{сред.}} = \frac{\sum_{i=1}^j n_i \cdot P_{\text{врв},i}(1)_{\text{сред.}}}{n}. \quad (1.35)$$

Во трансформаторската станица висок/среден напон може да се измери годишното врвно оптоварување,  $P_{\text{врв.}}$ , и вкупната енергија помината низ таа трансформаторска станица за една година,  $W_{\text{год.}}$ . Потоа, може да се пресмета годишното време на врвното оптоварување, т.е.

$$T_{\text{врв.}} = \frac{W_{\text{год.}}}{P_{\text{врв.}}}. \quad (1.36)$$

Енергијата што поминува низ трансформаторската станица,  $W_{\text{год.}}$ , може да се изрази како сума на енергијата предадена на потрошувачите,  $W_{\text{год.}}(n)$ , и загубата на енергија во елементите на дистрибутивната мрежа,  $\Delta W$ , т.е.

$$W_{\text{год.}} = W_{\text{год.}}(n) + \Delta W. \quad (1.37)$$

Ако со  $W_{\text{год.}}(1)_{\text{сред.}}$  се означи просечната годишна енергија преземена од еден стан, тогаш е:

$$W_{\text{год.}}(n) = n \cdot W_{\text{год.}}(1)_{\text{сред.}}. \quad (1.38)$$

Од друга страна, ако со  $\Delta P$  се означи загубата на моќност во мрежата при врвното оптоварување, од равенката (1.36) следува:

$$W_{\text{год.}} = P_{\text{врв.}} \cdot T_{\text{врв.}} = \left[ n \cdot f_{\text{едн.}}(n) \cdot P_{\text{врв.}}(1)_{\text{сред.}} + \Delta P \right] \cdot T_{\text{врв.}}. \quad (1.39)$$

Користејќи ги равенките (1.38) и (1.39), равенката (1.37) може да се напише во вид:

$$n \cdot W_{\text{год.}}(1)_{\text{сред.}} + \Delta W = \left[ n \cdot f_{\text{едн.}}(n) \cdot P_{\text{врв.}}(1)_{\text{сред.}} + \Delta P \right] \cdot T_{\text{врв.}}. \quad (1.40)$$

Вкупната загуба на моќност може да се изрази преку релативната загуба на моќност  $\Delta P_{\text{релат.}}$ , а вкупната загуба на енергија може да се изрази преку релативната загуба на енергија  $\Delta W_{\text{релат.}}$ , т.е. може да се напише:

$$\Delta P = n \cdot P_{\text{врв.}}(1)_{\text{сред.}} \cdot f_{\text{едн.}}(n) \cdot \Delta P_{\text{релат.}} \quad (1.41)$$

$$\Delta W = n \cdot W_{\text{год.}}(1)_{\text{сред.}} \cdot \Delta W_{\text{релат.}} \quad (1.42)$$

Уважувајќи ги равенките (1.41) и (1.42), равенката (1.40) може да се напише во вид:

$$n \cdot W_{\text{год.}}(1)_{\text{сред.}} \cdot (1 + \Delta W_{\text{релат.}}) = n \cdot f_{\text{едн.}}(n) \cdot P_{\text{врв.}}(1)_{\text{сред.}} \cdot (1 + \Delta P_{\text{релат.}}) \cdot T_{\text{врв.}} \quad (1.43)$$

Релативната загуба на моќност и релативната загуба на енергија меѓусебно бројно малку се разликуваат. Ако се земе дека меѓусебно тие се приближно еднакви, од равенката (1.43) се добива:

$$f_{\text{едн.}}(n) = \frac{W_{\text{год.}}(1)_{\text{сред.}}}{T_{\text{врв.}} \cdot P_{\text{врв.}}(1)_{\text{сред.}}} \quad (1.44)$$

Со оглед на претпоставката дека анализираната трансформаторска станица висок/среден напон напојува голем број станови (исклучиво), може да се смета дека факторот на едновременост што е пресметан со равенката (1.44) е приближно еднаков на факторот на едновременост за бесконечен број станови.

Заслужува да биде нагласено дека, освен тука наведените изрази, за пресметување на врвната моќност можат да се користат и поинакви изрази, на што тука нема да се задржуваме. Меѓутоа, без оглед на неговиот математички облик, еден израз добива право на употреба дури откако, по пат на соодветна статистичка анализа, се провери дека во конкретните услови дава резултати чија точност е задоволителна.

## 1.13. Примери

### Пример 1.13.1

Множество од 160 двособни и трисобни станови е со централно греење. Сите други потреби од енергија се задоволуваат со електрична енергија. Просечната стапка на годишниот пораст на врвното оптоварување е 1,5%. Факторот на едновременост за бесконечен број станови не се менува и изнесува 0,20. Врвното оптоварување на еден стан изнесува 11 kW. За набљудуваното множество станови да се пресмета:

- а) врвното оптоварување по 20 години;
- б) по колку години врвното оптоварување ќе достигне 500 kW;
- в) колкава треба да биде просечната годишна стапка на порастот на врвното оптоварување за врвното оптоварување да достигне 600 kW за период од 10 години;
- г) колкав број набљудувани станови може да се напојува во тек на следните 25 години со енергетски кабел за кој најголемата трајно дозволена струја изнесува 250 A, ако факторот на моќност изнесува 0,97, а номиналниот напон на напојувањето е 380 V.

Решение:

а) Според равенката (1.33) следува:

$$P_{\text{врв.}}(160, 20) = 160 \cdot 11 \cdot \left( 0,20 + \frac{1-0,20}{\sqrt{160}} \right) \cdot 1,015^{20} = 624 \text{ kW}.$$

б) За овој случај, врз основа на равенката (1.33), може да се напише:

$$160 \cdot 11 \cdot \left( 0,20 + \frac{1-0,20}{\sqrt{160}} \right) \cdot 1,015^t = 500.$$

Оваа равенка може да се трансформира во вид:

$$1,015^t = 1,0792,$$

од каде што се добива:

$$t = \frac{\log(1,0792)}{\log(1,0150)} = 5,12 \text{ години}.$$

в) Ако во равенката (1.33) се заменат зададените големини, таа станува:

$$160 \cdot 11 \cdot \left( 0,20 + \frac{1-0,20}{\sqrt{160}} \right) \cdot P_{\text{в.}}^{10} = 600.$$

Со решавање на оваа равенка добиваме:

$$P_{\text{в.}}^{10} = 1,295,$$

т.е.

$$P_{\text{в.}} = 1,026.$$

Од добиениот резултат произлегува дека бараната просечна годишна стапка на пораст на врвното оптоварување изнесува 2,6%.

г) При дадените услови најголемата активна моќност со која е дозволено да се оптовари кабелот изнесува:

$$P_{\text{дозв.}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 250 \cdot 0,97 = 159,6 \text{ kW}.$$

Толкаво треба да биде врвното оптоварување на бараниот број на станови по 25 години.

Имајќи го предвид претходното, од равенката (1.33) ќе се добие:

$$n \cdot 11 \cdot \left( 0,20 + \frac{1-0,20}{\sqrt{n}} \right) \cdot 1,015^{25} = 159,6$$

од каде што следува:

$$n + 4 \cdot \sqrt{n} = 50.$$

Со решавање на последната равенка се добива:

$$n = 28,6 \text{ станови ,}$$

од каде што, по заокружувањето, следува дека бараниот број на станови изнесува 28.

### Пример 1.13.2

Во една голема станбена населба се набљудувани пет множества станови. Сите станови се со приближно еднакви карактеристики на потрошувачката на електричната енергија. За секое од множествата станови е познат бројот на становите и измерената вредност на врвното оптоварување. Тие вредности се дадени во табелата 1.1. За набљудуваните станови да се определи просечното врвно оптоварување на еден стан и факторот на едновременост за бесконечен број станови. Притоа да се тргне од претпоставката дека факторот на едновременост може да се пресмета со примена на шведската формула, а на крајот да се провери исправноста на таа претпоставка.

Табела 1.1

Реден број на множеството	Број на станови	Измерено врвно оптоварување kW
1	16	60
2	36	100
3	64	180
4	121	300
5	196	450

Решение:

Кога зададените вредности од табелата 1.1 се заменат во равенките од (1.19) до (1.23), ќе се добие, соодветно:

$$\begin{aligned}
 A &= \sum_{i=1}^5 (n_i - \sqrt{n_i}) \cdot P_{\text{врв},i} \\
 &= (16 - \sqrt{16}) \cdot 60 + (36 - \sqrt{36}) \cdot 100 + (64 - \sqrt{64}) \cdot 180 + (121 - \sqrt{121}) \cdot 300 \\
 &\quad + (196 - \sqrt{196}) \cdot 450 = 12 \cdot 60 + 30 \cdot 100 + 56 \cdot 180 + 110 \cdot 300 + 182 \cdot 450 \\
 &= 128700 \text{ kW};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 B &= \sum_{i=1}^5 \sqrt{n_i} \cdot P_{\text{врв},i} \\
 &= \sqrt{16} \cdot 60 + \sqrt{36} \cdot 100 + \sqrt{64} \cdot 180 + \sqrt{121} \cdot 300 + \sqrt{196} \cdot 450 = 11880 \text{ kW};
 \end{aligned}$$



$$\begin{aligned}
C &= \sum_{i=1}^5 (n_i - \sqrt{n_i})^2 \\
&= (16 - \sqrt{16})^2 + (36 - \sqrt{36})^2 + (64 - \sqrt{64})^2 + (121 - \sqrt{121})^2 + (196 - \sqrt{196})^2 \\
&= 12^2 + 30^2 + 56^2 + 110^2 + 182^2 = 49404;
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
D &= \sum_{i=1}^5 \sqrt{n_i} \cdot (n_i - \sqrt{n_i}) \\
&= \sqrt{16} \cdot (16 - \sqrt{16}) + \sqrt{36} \cdot (36 - \sqrt{36}) + \sqrt{64} \cdot (64 - \sqrt{64}) + \sqrt{121} \cdot (121 - \sqrt{121}) \\
&\quad + \sqrt{196} \cdot (196 - \sqrt{196}) \\
&= 4 \cdot 12 + 6 \cdot 30 + 8 \cdot 56 + 11 \cdot 110 + 14 \cdot 182 = 4434;
\end{aligned}$$

$$Z = \sum_{i=1}^5 n_i = 16 + 36 + 64 + 121 + 196 = 433.$$

Натаму, со помош на равенката (1.26), се пресметува:

$$f_{\infty} = \frac{A \cdot Z - B \cdot D}{B \cdot C - A \cdot D} = \frac{128700 \cdot 433 - 11880 \cdot 4434}{11880 \cdot 49404 - 128700 \cdot 4434} = 0,1876,$$

а со помош на равенката (1.27) се добива:

$$P_{\text{врв.}}(1) = \frac{A}{D + C \cdot f_{\infty}} = \frac{128700}{4434 + 49404 \cdot 0,1876} = 9,393 \text{ kW}.$$

Следува проверка на претпоставката. За таа цел најнапред, со помош на равенката (1.13), ги пресметуваме отстапувањата на пресметаните врвни оптоварувања од измерените, т.е.

$$\varepsilon_1 = 60 - 9,393 \cdot 16 \cdot \left( 0,1876 + \frac{1 - 0,1876}{\sqrt{16}} \right) = 1,282 \text{ kW},$$

$$\varepsilon_2 = 100 - 9,393 \cdot 36 \cdot \left( 0,1876 + \frac{1 - 0,1876}{\sqrt{36}} \right) = -9,222 \text{ kW},$$

$$\varepsilon_3 = 180 - 9,393 \cdot 64 \cdot \left( 0,1876 + \frac{1 - 0,1876}{\sqrt{64}} \right) = 6,177 \text{ kW},$$

$$\varepsilon_4 = 300 - 9,393 \cdot 121 \cdot \left( 0,1876 + \frac{1 - 0,1876}{\sqrt{121}} \right) = 2,843 \text{ kW},$$

$$\epsilon_5 = 450 - 9,393 \cdot 196 \cdot \left( 0,1876 + \frac{1 - 0,1876}{\sqrt{196}} \right) = -2,209 \text{ kW}.$$

Пресметаните вредности на отстапувањата се заменуваат во равенката (1.14), па се добива:

$$S = \sum_{i=1}^5 \epsilon_i^2 = 1,282^2 + (-9,222)^2 + 6,177^2 + 2,843^2 + (-2,209)^2 = 137,806 \text{ kW}^2.$$

Потоа, со помош на равенката (1.28) се пресметува стандардното отстапување:

$$\sigma = \sqrt{\frac{S}{m}} = \sqrt{\frac{137,806}{5}} = 5,250 \text{ kW}.$$

Од пресметаните отстапувања го селектираме она што има најголема апсолутна вредност. Во случајов тоа е второто отстапување. Неговата апсолутна вредност е:

$$|\epsilon_2| = 9,222 \text{ kW}.$$

Потоа го пресметуваме трикратното стандардно отстапување:

$$3 \cdot \sigma = 3 \cdot 5,250 = 15,750 \text{ kW}.$$

Бидејќи е:

$$|\epsilon_2| < 3 \cdot \sigma,$$

заклучуваме дека е исполнет условот (1.31).

Треба уште да се провери дали е задоволен и условот (1.32). За таа цел, најнапред, со помош на равенката (1.29) се пресметува средната вредност на измерените врвни оптоварувања:

$$P_{\text{врв.сред.}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_{\text{врв.}i}}{m} = \frac{60 + 100 + 180 + 300 + 450}{5} = \frac{1090}{5} = 218 \text{ kW}.$$

Потоа се пресметува вредноста на сумата:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^m (P_{\text{врв.}i} - P_{\text{врв.сред.}})^2 &= \\ &= (60 - 218)^2 + (100 - 218)^2 + (180 - 218)^2 + (300 - 218)^2 + (450 - 218)^2 = \\ &= 100880 \text{ kW}^2. \end{aligned}$$

И на крајот, користејќи ја равенката (1.30), за коефициентот на корелација добиваме:

$$k_{\text{корел.}} = \sqrt{1 - \frac{\sum_{i=1}^m \varepsilon_i^2}{\sum_{i=1}^m (P_{\text{врв.}i} - P_{\text{врв.сред.}})^2}} = \sqrt{1 - \frac{137,806}{100880}} = 0,9993.$$

Како што се гледа, коефициентот на корелација е поголем од 0,7, а тоа значи дека е задоволен и условот (1.32). Бидејќи се задоволени условите (1.31) и (1.32), може да се заклучи дека е прифатливо за пресметка на коефициентот на едновременост да се користи равенката (1.11).

Заслужува да се забележи дека во овој пример е прифатливо да се направат мали заокружувања на пресметаните вредности за факторот на едновременост за бесконечен број станови и на просечното врвно оптоварување на еден стан, а тоа занемарување битно да не влијае врз натамошните резултати. Така, на пример, вредностите на наведените големини можат да се заокружат на следниов начин:

$$f_{\infty} = 0,19 \text{ и } P_{\text{врв.}}(1) = 9,4 \text{ kW.}$$

Ако со заокружените вредности се продолжи пресметката, ќе се добијат следниве резултати:

$$|\varepsilon_i|_{\text{најголемо}} = |\varepsilon_2| = 9,980; \quad \sigma = 5,791 \text{ и } k_{\text{корел.}} = 0,9983.$$

Од овие резултати произлегува дека пак се задоволени условите (1.31) и (1.32), а тоа значи дека, во случајов, и со така заокружените вредности може да се работи.

Интересно е да се укаже дека ако пресметките од овој пример се направат со намален обем на појдовни информации, може да се дојде до резултати што битно ќе се разликуваат од тука добиените. Таков случај настанува ако се тргне од претпоставката дека во табелата 1.1 се расположливи само првите три редици. Бидејќи станува збор за статистички пристап кон обработката на податоците, сосема е оправдано резултатите добиени со обработка на повеќе податоци да се сметаат за поприфатливи.

## 1.14. Задачи

1.14.1. Зграда со 30 еднакви станови се напојува преку кабел за кој најголемата трајно дозволена струја изнесува 230 A. Напојувањето е од трифазна урамнотезена мрежа, со номинален напон 380 V. Оптоварувањето на зградата е рамномерно распределено по фазите. Денес просечното врвно оптоварување на еден стан изнесува 10 kW, при фактор на моќност 0,96. Факторот на едновременост за бесконечен број станови е 0,20. Просечното годишно зголемување на врвното оптоварување изнесува 1%. Да се пресмета:

- сегашното врвно оптоварување на зградата;
- врвното оптоварување на зградата по 25 години и да се провери дали тогаш постојниот кабел може да го поднесе струјното оптоварување на зградата.

- 1.14.2. Три згради се напојуваат преку еден кабел. За секоја од нив важат податоците дадени во задачата 1.14.1. Да се пресмета:
- а) сегашното врвно оптоварување на трите згради;
  - б) колкава најмалку треба да биде трајно дозволената струја на кабелот, ако со тој кабел треба да се овозможи напојување на зградите за следните 25 години?
- 1.14.3. За напојување на повеќе згради од задачата 1.14.1 се предвидува трансформаторска станица среден/низок напон во која е инсталиран трансформатор со моќност 630 kVA. Колку такви згради можат да се приклучат на трансформаторската станица за да не дојде до преоптоварување на трансформаторот ни по 20 години? Да се смета дека со времето не се менува факторот на едновременост за бесконечен број станови.
- 1.14.4. Множество од 50 индивидуални куќи се напојува од една трансформаторска станица среден/низок напон. Познато е дека:
- просечната инсталирана моќност на една куќа е 25 kW;
  - факторот на побарувачката за секоја од куќите е 0,7;
  - факторот на моќност при врвното оптоварување е 0,95;
  - факторот на едновременост за бесконечен број станови изнесува 0,25;
  - просечната годишна стапка на пораст на врвното оптоварување изнесува 0,5%.

Колкава треба да биде номиналната моќност на трансформаторот во оваа трансформаторска станицата за да не дојде до неговото преоптоварување ни по 20 години?

## 2. ИЗОЛИРАНИ СПРОВОДНИЦИ И КАБЛИ

### 2.1. Општо

Деловите на изолираните спроводници и кабли, наменети низ нив да тече електричната струја, се изработуваат од бакар или алуминиум. Поради поголемата распространетост во Земјината кора и пониската цена, на алуминиумот честопати му се дава предност во однос на бакарот. Ќе се обидеме, накусо, да наведеме во што се состојат предностите на алуминиумот.

Ако спроводник од бакар и спроводник од алуминиум имаат еднакви должини,  $l$ , и еднакви активни отпорности,  $R$ , тогаш нивните напречни пресеци стојат во ист однос како и нивните специфични отпорности, т.е. од:

$$R = \rho_{\text{Cu}} \cdot \frac{l}{S_{\text{Cu}}} = \rho_{\text{Al}} \cdot \frac{l}{S_{\text{Al}}}$$

следува:

$$\frac{S_{\text{Al}}}{S_{\text{Cu}}} = \frac{\rho_{\text{Al}}}{\rho_{\text{Cu}}} = \frac{0,02778}{0,01754} = 1,58$$

односно:

$$S_{\text{Cu}} = 0,63 \cdot S_{\text{Al}}$$

Во претходните равенки со  $S$  е означена плоштината на напречниот пресек на спроводникот, а со  $\rho$  е означена специфичната отпорност на материјалот од кој е направен спроводникот.

Од друга страна, ако со  $\gamma$  се означи специфичната маса на материјалот од кој е направен спроводникот, за односот на масата на бакарниот спроводник и масата на спроводникот од алуминиум, со еднакви должини и еднакви електрични отпорности, може да се напише:

$$\frac{Q_{\text{Cu}}}{Q_{\text{Al}}} = \frac{\gamma_{\text{Cu}} \cdot S_{\text{Cu}} \cdot l}{\gamma_{\text{Al}} \cdot S_{\text{Al}} \cdot l} = \frac{\gamma_{\text{Cu}} \cdot \rho_{\text{Cu}}}{\gamma_{\text{Al}} \cdot \rho_{\text{Al}}} = \frac{8,96 \cdot 0,01754}{2,70 \cdot 0,02778} = 2,095$$

Тоа значи дека за изработка на спроводник со определена должина и определена активна отпорност е потребна два пати поголема маса бакар отколку алуминиум. Бидејќи цената за единица маса бакар е поголема отколку цената за единица маса алуминиум, разбирлива е економската предност на алуминиумот како материјал за изработка на спроводни делови на енергетски спроводници и кабли. Во многу земји постои забрана за градба на електроенергетски надземни водови со спроводници од бакар. Таков е случајот и со нашата земја. Поради наведените предности, со времето

се зголемува производство и примена на електроенергетски кабли со спроводници од алуминиум.

Но, алуминиумот има и некои лоши особини. Тој е мек метал, значително помек од бакарот. Во допир со воздухот оксидира. Оксидот му е стаклест и на површина на металот формира слој што го заштитува останатиот метал од оксидација. Оксидот на алуминиумот не е добар спроводник.

Алуминиумот има поголем коефициент на издолжување од бакарот. Коефициентот на издолжување на бакарот изнесува само 74% од коефициентот на издолжување на алуминиумот. За овој податок мора да се води сметка, особено во случаите кога спроводници од бакар треба да се заменат со спроводници од алуминиум.

Алуминиумот е изразито електронегативен метал. Во спрега со некои други метали (на пример бакарот) создава галвански елементи. Притоа се јавуваат електрохемиски процеси што го разоруваат спојот. Поради тоа, таму каде што спроводник од алуминиум треба да се поврзе со спроводник од бакар, задолжително се користат специјални елементи за поврзување. Тоа се елементи за кои е предвидено од едната страна да се поврзат со спроводник од алуминиум, а од другата страна со спроводник од бакар. Страните не смеат да се заменуваат. Елементот што служи за меѓусебно поврзување на спроводник од бакар со спроводник од алуминиум често се нарекува Al-Cu клема.

Под влијание на алкалии и амонијак алуминиумот лесно кородира. Затоа голи спроводници од алуминиум не смеат да се поставуваат во хемиски фабрики, стаи за добиток и во слични објекти. Температура на топењето на алуминиумот е 658°C, а на бакарот е 1083°C. Тоа е причината зошто спроводниците од бакар, за исто време, можат да поднесат поголеми струи на куса врска.

## 2.2. Изолирани спроводници

### 2.2.1. Конструкција

Делот што е наменет низ него да тече електричната струја, заедно со припадната изолација се нарекува *жила*. Изолацијата на жилата на изолираните спроводници и кабли е обоена според стандардот [37]. Меѓу предвидените бои се и следниве: кафеава, црна, светлосина и зелено-жолта (т.е комбинација на зелената и жолтата боја). Според член 11 од Правилникот за техничките нормативи за електрични инсталации за низок напон [17], комбинацијата на зелената и жолтата боја служи за означување на заштитниот и заштитно-неутралниот спроводник, а светлосината за означување на неутралниот спроводник. Според тој Правилник, светлосината боја и комбинацијата на зелената и жолтата боја не смеат да се употребуваат за кое и да било друго означување.

Множество на жилите, заедно со евентуалното пополнување, се нарекува *јадро*.

Заштитниот слој околу јадрото се нарекува *плашт*. Тој може да биде од изолационен материјал (поливинил-хлорид, полиетилен, гума и сл.) или од метал (олово, алуминиум).

Според стандардот [38] пресеците на изолираните спроводници се стандардизирани и се искажуваат со големината на плоштина на напречниот пресек изразена во квадратни милиметри. Стандардизираните пресеци се: 0,5; 0,75; 1; 1,5; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300 и 400 mm<sup>2</sup>. Спроводниците со плоштина на напречниот пресек до 16 mm<sup>2</sup> се градат или со полн пресек или во вид на јаже, а со поголеми пресеци се градат во вид на јаже.

Како материјал за изолација се користат: поливинил-хлорид, термопластичен полиетилен, умрежен (термостабилен) полиетилен, гума на база природен или стирен-бутадиенски каучук, етилен-винилацетат, бутил-гума, етилен-пропилен гума, силиконска гума и др.

### 2.2.2. Ознаки

Постојат повеќе видови изолирани спроводници, прилагодени да задоволат во одделни услови и за секој вид постои соодветна ознака. Оznakите се дефинирани со стандардот [36] и нивната примена е задолжителна во сета преписка и техничката документација. Стандардизираната ознака на изолираните спроводници се состои од групи на симболи.

Со симболите од *п р в а т а* група се означува посебното подрачје на употреба на спроводникот. Општото подрачје на употреба не се означува. Посебното подрачје на примена на изолираните спроводници се означува со една од следниве букви:

- A - автомобилски,
- B - бродски,
- D - за дигалки,
- S - за светилки,
- Z - за заварување,
- Ž - железнички.

Во *в т о р а т а* група симболи влегуваат ознаката на материјалот употребен за изолација на спроводникот и ознаката на материјалот употребен за плаштот. Материјалите што се користат за изолација и за неметални плаштови на изолирани спроводници и кабли, за слабоспроводливи слоеви и за оплет на изолирани спроводници, се означуваат со соодветни латинични букви. Тука ќе бидат наведени значењата на некои од буквите:

- P - поливинил-хлорид,
- E - термопластичен полиетилен,
- X - умрежен полиетилен,
- G - гума на база природен или стирен-бутадиенски каучук,
- Ev - етилен-винилацетат,

- Ер - етилен-пропилен гума,
- N - полихлоропрен,
- Pu - полиуретан,
- IP - импрегнирана хартија,
- NP - особено импрегнирана хартија,
- H - слабопроводлив слој,
- h - слабопроводлив плашт,
- T - текстилен оплет.

Симболите за другите материјали кои се користат за оваа намена се дадени во стандардот [36].

Т р е т а група симболи дава информација за особините на конструкцијата, значајни за примена на изолираниот спроводник. Оваа група симболи се одделува од втората група симболи со коса црта. Тука се користат повеќе ознаки и тоа:

- A - отпорен на атмосферилни,
- F - финожичен,
- J - зајакнат плашт,
- K - калаисан спроводник,
- L - полесен плашт,
- M - многужичен,
- N - не поддржува горење,
- O - самоносив,
- R - со раздвоени жили,
- S - особено погоден за свиткување,
- T - отпорен на топлина,
- U - со невпредени (паралелни) жили,
- V - високонапонски,
- Z - со електрична заштита од метал.

Симболот K се употребува само за оние спроводници за кои со стандардот не е утврдено калаисување.

Ако изолираниот спроводник нема посебни особини, во неговата ознака нема да постои третата група на симболи.

Ако изолираниот спроводник содржи и жила со зелена и жолта боја на изолацијата, во неговата ознака ќе постои и ч е т в р т а група на симболи. Оваа група се состои само од буквата Y, која е со црточка одделена од претходната група.

П е т т а група симболи дава информација за материјалот од кој е направен спроводниот дел и за обликот на неговиот напречен пресек. Во оваа група се користат следниве ознаки:

- A - за спроводници од алуминиум,
- S - за повеќежични спроводници со секторски пресек,
- SJ - за едножични спроводници со секторски пресек.



Ако материјалот е бакар, во петтата група симболи не се користи никаква ознака за означување на материјалот на спроводникот. Исто така, ако напречниот пресек е кружен, не се користи никаква ознака за означување на обликот на напречниот пресек.

Во ш е с т а т а група се симболите со кои се дава информација за бројот на жилите и нивниот номинален напречен пресек. Оваа група се пишува зад претходната со оставање празнина чија ширина е еднаква на ширината потребна за пишување на една буква. Доколку спроводникот е од бакар и има кружен напречен пресек, тогаш во ознаката нема да постои петтата група симболи и шестата група ќе се пишува зад четвртата, а ако не постои ни жилата со зелена и жолта боја на изолацијата, шестата група симболи ќе се пишуваат зад третата група симболи. Ако во ознаката на спроводникот не постојат третата, четвртата и петтата група ознаки, тогаш шестата група ќе се пишува зад втората група.

Шестата група симболи се состои од два броја. На пример, ако шестата група симболи е  $3 \times 4$ , тоа означува дека јадрото го сочинуваат три жили и спроводниот дел на секоја жила има номинален напречен пресек еднаков на  $4 \text{ mm}^2$ .

Во шестата група симболи, покрај бројката што ја означува номиналната плоштина на напречниот пресек, не се пишува ознаката на единицата во која е изразена таа плоштина. Според стандардот, тие плоштини се изразуваат во  $\text{mm}^2$ .

С е д м а т а група симболи ја содржи информацијата за висината на номиналниот напон за кој е граден изолираниот спроводник. Висината на тој напон се изразува во волти. На крајот на оваа група симболи задолжително треба да стои и ознака на мерната единица со која е изразен номиналниот напон.

За илустрација да наведеме два примера на ознаки на изолирани спроводници.

а) Со ознаката  $SP\ 2 \times 0,75\ 380\ V$  се означува изолиран спроводник за светилки. Изолацијата на жилите е од поливинил-хлорид. Спроводникот е со две жили. Спроводните делови на жилите се од бакар, со кружен напречен пресек, секој со номинална плоштина на напречниот пресек  $0,75 \text{ mm}^2$ . Спроводникот е за номинален напон  $380\ V$ . Изгледот на овој изолиран спроводник е прикажан на сликата 2.1.

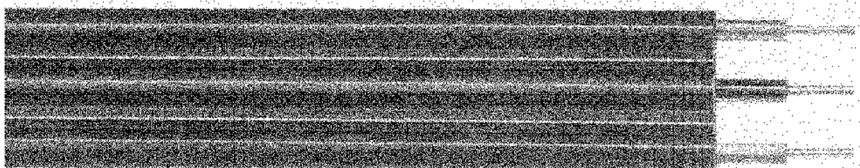


Слика 2.1. Изолиран спроводник за светилки [5]

б) Со ознаката  $PP/R-Y\ 3 \times 2,5\ 380\ V$  се означува изолиран спроводник за општо подрачје на употреба. Изолацијата и плаштот се од поливинил-хлорид. Жилите се раздвоени, но обвивени со заеднички плашт. Од трите жили, едната е со зелена и жолта боја на изолацијата. Сите жили имаат спроводен дел од бакар, а напречниот пресек на спроводниците е кружен. Плоштината на напречниот пресек на спроводниот дел на секоја од жилите изнесува  $2,5 \text{ mm}^2$ . Спроводникот е за номинален напон  $380\ V$ .

Изгледот на овој изолиран спроводник е прикажан на сликата 2.2 (преземена од Каталогот на изолирани спроводници за електроенергетика на Индустијата за кабли - Светозарево).

Во други земји се користат други ознаки. Така, на пример, во Германија се употребуваат ознаки според соодветната публикација на Здружението на германските електротехничари (VDE). Во табелата 2.1 се наведени некои од тие ознаки.



Слика 2.2. Изолиран спроводник со раздвоени жили

Табела 2.1. Германски ознаки на некои изолирани спроводници [5]

Ознака според стандардот [36]	Ознака според VDE	Ознака според стандардот [36]	Ознака според VDE
P	NYA	GT	NSA
P/F	NYAF	GG/L	NLH
P/FJ	NSYAF	GG/J	NMH
P/J	NSYA	DPP/U	NYFLY
P/L	NYFAD	DPP/US	NYFLY
P/LS	NYZ	ZG/S	NSLFF
PP	NYM	ZG/F	NSLF
PP/R	NYIFY	SP	NYFAF
PP/L	NYLHY	SP/T	NYFAFrv
PP/J	NYMHY	SP/V	NYL
PP/O	NYMT		

## 2.3. Енергетски кабли

### 2.3.1. Општо

Една од значајните разлики помеѓу изолираните спроводници и каблите е таа што за каблите е дозволено поставување во земја.

Зависно од условите во кои треба да работат, многубројни се барањата што се поставуваат пред каблите. Кабел што би можел да ги задоволи сите барања би бил непрактичен и скап. Затоа се изработуваат повеќе видови кабли. Имено, за посебни услови на средината и за специфични услови на поставување се изработуваат кабли со соодветна конструкција.

Конструктивни елементи на еден кабел се: спроводен дел, изолација, жила, пополнување, јадро, внатрешен плашт, механичка заштита, антикорозивна заштита и надворешен плашт. Пример на изглед на кабел е прикажан на сликата 2.3 (преземена

од Каталогот на кабли за електроенергетика на претпријатието "NOVKABEL" - Нови Сад).

Спроводниот дел се изработува или како полн (за помалите пресеци) или во вид на јаже. Обликот на напречниот пресек на спроводниот дел може да биде кружен или секторски.

За изолацијата се користат материјалите наведени во одделот 2.2.2. Покрај таму наведените материјали, кај високонапонските кабли се користат разни масла и гасови под притисок.

### 2.3.2. Конструктивни елементи

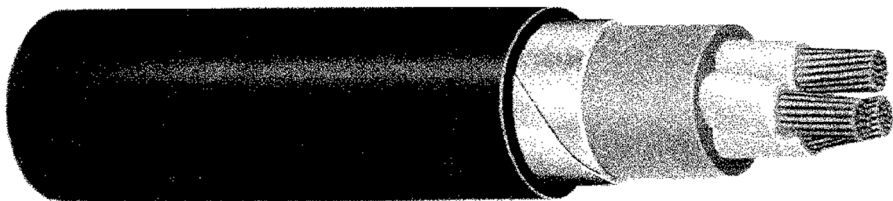
*Жила* е назив за спроводниот дел со припадната изолација и евентуалната обвивка што ја придржува изолацијата.

*Јадро* е конструктивна целина што ја сочинуваат сите жили на кабелот, изолацијата што ги опфаќа сите жили и материјалот за пополнување. Во јадрото жилите се меѓусебно впредени.

*Внатрешен плашт* на кабелот е безрабна цевка која цврсто налегнува врз јадрото. Задачата на овој плашт е да го заштитува јадрото од влага и послаби механички повреди. Внатрешниот плашт често се изработува од олово. Во поново време, поради дефицитарноста на оловото, внатрешните плаштови се прават од алуминиум, поливинил-хлорид, гума и др.

*Механичка заштита* (арматура) се изработува од челични ленти и/или жици. Механичката заштита треба да го заштитува кабелот од механички повреди и истегања во случаите кога плаштот не би бил доволна заштита. Освен тоа, механичката заштита го намалува влијанието на енергетскиот кабел врз блиските неенергетски водови. Сите кабли немаат механичка заштита.

*Надворешен плашт* или надворешна заштита е назив за заштитен слој што се става преку механичката заштита за да ја заштити од корозија. Најчесто се изработува од термопластична маса, еластомер или импрегнирана јута.



Слика 2.3. Изглед на повеќежилен кабел со изолација и плашт од PVC и со механичка заштита од две челични ленти

### 2.3.3. Означување на енергетските кабли

Ознаката на еден енергетски кабел може да има најмногу шест групи симболи составени од бројки и букви.

П р в а т а група симболи дава информација за материјалите употребени за изолацијата, неметалниот внатрешен плашт, слабоспроводните слоеви и оплетот. За таа цел се употребуваат буквените симболи дефинирани во стандардот [36]. Некои од тие буквени симболи беа наведени во потпоглавјето 2.2, оддел 2.2.2, затоа тука нема да бидат повторувани. Видот на материјалот и начинот на изведувањето на металниот плашт се означува со следните симболи:

- А - внатрешен плашт од алуминиум,
- Az - внатрешен плашт од заварени ленти од алуминиум,
- Av - внатрешен плашт од брановит алуминиум,
- О - плашт од олово,
- ZO- плашт од олово врз секоја жила одделно.

В т о р а т а група симболи, што ја сочинуваат две цифри, ги означува особините на конструкцијата, значајни за примената на кабелот. Помеѓу првата и втората група симболи се остава празно место чија ширина е еднаква на ширината на една буква. Бројчаните симболи се поделени на декади. Секоја декада се однесува на подмножество кабли со заеднички белези на конструкцијата. Во рамките на секоја декада одделните броеви означуваат специфични белези на каблите. Заедничките белези се наведени во табелата 2.2, а посебните се дадени во Прилогот (табели П.1 до П.10).

Симболот 00 се употребува за конструкција без елементи наведени во табелата 2.2 и во табелите од П.1 до П.10.

Табела 2.2. Значење на декадите

Декада	Заеднички белези на каблите	Посебни белези
01-09	Заштита од корозија врз метален плашт	Според таб. П.1
10-19	Механичка заштита од челични ленти врз метален плашт	Според таб. П.2
20-29	Механичка заштита од округла поцинкувана челична жица врз метален плашт	Според таб. П.3
30-39	Механичка заштита од плоската поцинкувана челична жица или специјална округла алуминиумска жица врз метален плашт	Според таб. П.4
40-49	Надворешен плашт од термопластична маса	Според таб. П.5
50-59	Надворешен плашт од еластомер	Според таб. П.6
60-65	Надворешен плашт од еластомер, присуство на заштитни, командни и контролни спроводници	Според таб. П.7
70-78	Зајакнат надворешен плашт од еластомер	Според таб. П.8
80-87	Електрична заштита под надворешен плашт од термопластичен материјал или еластомер	Според таб. П.9
90-91	Електрична заштита врз надворешен плашт од термопластичен материјал или еластомер	Според таб. П.10

Ако едната жила на кабелот е со зелена и жолта боја на изолацијата, во ознаката на кабелот постои и т р е т а т а група симболи која се состои само од симболот Y.

Ч е т в р т а група симболи дава информација за видот на материјалот од кој се направени спроводниците, обликот на нивниот напречен пресек и начинот на изведбата на пресекот. За таа цел се користат истите ознаки како и кај петтата група симболи за означување изолирани спроводници, наведени во одделот 2.2.2.

Ако ознаката на кабелот содржи симболи од третата, односно четвртата група, зад ознаката на втората група се става црточка.

П е т т а т а група содржи симболи со кои се означува бројот на жилите и нивниот номинален напречен пресек. Притоа важат истите појаснувања што во одделот 2.2.2 беа дадени за соодветното означување на изолираните спроводници. Но, треба нешто и да се додаде. Ако во споредба со другите спроводници напречниот пресек на едниот од спроводниците е помал, тоа посебно се означува. Така, на пример, ознаката  $3 \times 25 + 16$  означува дека освен три жили со номинален напречен пресек на спроводникот од  $25 \text{ mm}^2$  постои и четврта жила со номинален напречен пресек од  $16 \text{ mm}^2$ .

Кај каблите со електрична заштита што е изведена со тенки метални жици или ленти поставени концентрично во однос на основната жила, електричната заштита не се смета за жила на кабелот. Меѓутоа, плоштината на напречниот пресек на електричната заштита се внесува во ознаката на кабелот. Големината на таа плоштина, изразена во квадратни милиметри, се пишува зад големината на плоштината на напречниот пресек на жилата. Помеѓу овие два броја се става коса црта.

Ш е с т а т а група симболи ја содржи информацијата за висината на номиналниот напон за кој е граден кабелот. Тој напон се изразува во киловолти и задолжително е пишувањето на оваа мерна единица. Кај повеќежилните кабли се разликува номинален напон помеѓу спроводникот и земјата и номинален напон помеѓу два спроводника на кабелот. Двата напона се пишуваат. Најнапред се пишува напонот во однос на земјата, а потоа напонот помеѓу спроводниците. Меѓу двата напона се става коса црта.

Помеѓу третата и четвртата, четвртата и петтата и петтата и шестата група симболи се остава празно место колку што зафаќа една буква.

За илустрација ќе наведеме четири примери на означување кабли.

а) Со ознаката IPO 13-A  $3 \times 120$  6/10 kV се означува кабел со следниве карактеристики:

- изолација од импрегнирана хартија,
- внатрешен плашт од олово,
- механичка заштита од две челични ленти и надворешна заштита од влакна импрегнирани со битумен,
- спроводници од алуминиум со кружен напречен пресек,
- три спроводници, секој со номинален напречен пресек од  $120 \text{ mm}^2$ ,
- номинален напон помеѓу секој од спроводниците и земјата е 6 kV, а помеѓу спроводниците е 10 kV.

б) Со ознаката PP 00-YS 3×70+35 0,6/1 kV се означува кабел што:

- има изолација од поливинил-хлорид,
- има внатрешен плашт од поливинил-хлорид,
- нема механичка заштита,
- има жила со зелена и жолта боја на изолацијата,
- има спроводници од бакар со повеќежичен секторски пресек,
- има три спроводници со номинален напречен пресек од 70 mm<sup>2</sup> и еден спроводник со номинален напречен пресек од 35 mm<sup>2</sup>,
- е граден за номинален напон спроводник–земја еднаков на 0,6 kV и за номинален напон спроводник–спроводник еднаков на 1 kV.

в) Со ознаката PP 41 3×50 3,6/6 kV се означува кабел со следниве карактеристики:

- изолација од поливинил-хлорид,
- внатрешен плашт од поливинил-хлорид,
- механичка заштита од две челични ленти и надворешен плашт од термопластична маса,
- спроводници од бакар со кружен напречен пресек,
- три спроводници, секој со номинален напречен пресек од 50 mm<sup>2</sup>,
- номинален напон спроводник–земја е 3,6 kV, а номинален напон спроводник–спроводник е 6 kV.

Изгледот на овој кабел е прикажан на сликата 2.3.

г) Со ознаката ХНР 48-А 1×185/25 12/20 kV се означува кабел што се одликува со:

- изолација од умрежен полиетилен,
- слабоспроводен слој под и врз изолацијата,
- електрична заштита околу жилата, во вид на обвивка од метални жици и ленти,
- спроводник од алуминиум со кружен напречен пресек,
- номинален напречен пресек на спроводникот 185 mm<sup>2</sup>, а на електричната заштита 25 mm<sup>2</sup>,
- номинален напон спроводник–земја 12 kV и номинален напон спроводник–спроводник 20 kV.

Да забележиме дека во други земји се користат други ознаки. Така, на пример, во Германија се користат ознаки според VDE. Некои од тие ознаки се дадени во табелата 2.3.

Табела 2.3. Ознаки на кабли според VDE [5]

Ознака според стандардот [36]	Ознака според VDE	Ознака според стандардот [36]	Ознака според VDE
PP 00	NYU	PHP 48	NYSEY
PP 00-A	NAYU	ЕHP 48	N2YSEY
PP 40	NYCY	XP 00-A	NA2XY
PP 41	NYBY	XHP 48	N2XSEY
PP 44	NYRGbY	XHP 48-A	NA2XSEY
PP 45	NYFGbY	IPO 13	NKBA
PP 48	NYSY	IPO 14	NKBY

### 2.3.4. Забелешки во врска со поставување на изолирани спроводници и кабли

Меѓу другото, со Правилникот [17] е предвидено како треба да се поставуваат изолирани спроводници и кабли.

Кога изолираните спроводници и кабли се во инсталациска цевка и цевката се поставува во или под сидниот малтер, инсталациските цевки мораат да бидат поставени хоризонтално и/или вертикално, така што да бидат паралелни со рабовите на просторијата. При хоризонталното поставување инсталациските цевки се поставуваат на растојание од 30 cm до 110 cm од подот или под плафонот. При поставување под плафонот нивното растојание од подот да не биде помало од 200 cm. При вертикалното поставување оддалеченоста на инсталациските цевки од рабовите на прозорците и вратите мора да биде најмалку 15 cm. Во плафоните е дозволено поставување на инсталациските цевки и во положби во кои нивниот правец не е паралелен ни со еден од рабовите на просторијата. Наведеното за поставување на инсталациските цевки важи и во случаите кога кабел или изолиран спроводник што има плашт се поставуваат непосредно во сид, односно во плафон.

Ако не е метална, инсталациската цевка мора да е изработена од материјал што не гори ниту потпомага горење. Металните инсталациски цевки мораат да имаат внатрешна изолациска обвивка.

Разводни кутии за кабли или за изолирани спроводници со пополнување и плашт или за изолирани спроводници во инсталациски цевки, што се поставуваат под малтер, мораат да бидат од изолациски материјал или од метал со изолациска постава и воведници од изолациски материјал.

Изолирани спроводници со пополнување и плашт, како и кабли, кога се поставуваат под малтер, мораат по целата своја должина да бидат покриени со слој на малтер што не е потенок од 4 mm, но не мораат да бидат покриени со малтер доколку се поставуваат во шуплини на плафони и сидови од бетон или сличен материјал што не гори и не потпомага горење.

Изолирани спроводници што немаат пополнување, како што се изолираните спроводници од типот PP/R, смеат да се поставуваат само во суви простории. Таму тие

можат да се поставуваат под малтер или во шуплини на плафоните и сидовите од бетон или сличен материјал што не гори и не потпомага горење. Освен тоа, за поставување на овој вид изолирани спроводници постојат и други ограничувања, како што се: не смеат да се водат во сноп, не смеат да се поставуваат во инсталациски канали, не смеат да се поставуваат под картонски/гипсени плочи (без оглед на начин на кој се прицврстуваат) и не смеат да се поставуваат врз запалив материјал ни во случаите кога се прекриваат со малтер.

Во една инсталациска цевка или канал е дозволено да се поставуваат изолирани спроводници само на едно струјно коло. Исто така, жилите од еден повеќежилен кабел или изолиран спроводник смеат да се користат само за едно струјно коло. Исклучок од претходното е дозволен кога се работи за помошни или управувачки струјни кола.

Во инсталациските цевки или инсталациските канали не смее да се изведува спојување (односно наставување) на изолираните спроводници или кабли. Тоа може да се изведува во инсталациските кутии, во кабелските спојници или во разводните табли и ормани. Меѓутоа, во случај на сидови што се монтираат од елементи излеани од бетон, Правилникот дозволува споевите (односно наставувањата) да се изведуваат и во кутии на сидни вклучници, доколку тие кутии имаат доволно голема длабочина за во нив покрај вклучницата да се сместат и дополнителни споеви.

Секој спој во електричните инсталации мора да биде димензиониран така што трајно ќе ја поднесува трајно дозволената струја на спроводниците што се спојуваат. Ако спојот е изложен на топлински, механички или хемиски влијанија, мора да се преземат соодветни дополнителни мерки на заштита. Споевите мора да се изведуваат без оштетување на спроводниците и изолацијата.

Дозволено е кабли и изолирани спроводници да се поставуваат на сид, доколку ги исполнуваат следниве услови:

- да имаат изолација од термопластичен материјал, пополнување и плашт;
- да се поставуваат на опфатници и
- од подот до висина од 2 m да имаат дополнителна заштита од механички повреди.

На местата каде што изолиран спроводник со плашт или кабел поминува низ сид мора да се обезбеди дополнителна механичка заштита. За таа цел можат да се користат соодветни парчиња од цевки и слично. На сите места каде електричната инсталација поминува низ метална конструкција рабовите на дупките мораат да бидат заоблени.

Ако во близина на електроенергетска инсталација се наоѓа неелектрична инсталација, помеѓу нив мора да се остави доволно растојание за при одржување на едната да не се загрозува другата. Најмалото дозволено растојание помеѓу нив изнесува 30 mm.

Електроенергетски инсталации не треба да се поставуваат во близина на инсталации за греење или цевки со топол воздух или оџаци. Доколку тоа не може да



се одбегне, електроенергетската изолација мора да се изолира со соодветна топлинска изолација или да се користат соодветни екрани.

Заслужува да се истакне дека на димензионирање на неутралниот спроводник и на изведување на неговите споеви треба да се посвети внимание како и на фазните спроводници. Познати се примери на значителни штети предизвикани од несоодветно изведување на споевите на неутралниот спроводник. Тука ќе бидат наведени одредбите од Правилникот [17] што се однесуваат на димензионирање на неутралниот спроводник. За димензионирање на фазните спроводници ќе стане збор во поглавјата што следат.

Неутралниот спроводник мора да биде со ист напречен пресек како и фазните спроводници во следниве случаи:

- кога струјното коло е еднофазно;
- кога струјното коло е повеќефазно, а фазните спроводници се од бакар со напречен пресек што не е поголем од  $16 \text{ mm}^2$ ;
- кога струјното коло е повеќефазно, а фазните спроводници се од алуминиум со напречен пресек што не е поголем од  $25 \text{ mm}^2$ .

Неутралниот спроводник може да има помал напречен пресек од напречниот пресек на фазните спроводници во повеќефазните струјни кола кај кои фазните спроводници се од бакар со напречен пресек поголем од  $16 \text{ mm}^2$  или се од алуминиум со напречен пресек поголем од  $25 \text{ mm}^2$ , но само доколку се исполнети следниве услови:

- најголемата очекувана струја во неутралниот спроводник, вклучувајќи го и влијанието на повисоките хармоници, да не е поголема од трајно дозволената струја за тој пресек и конкретните услови на поставување;
- неутралниот спроводник да е заштитен од преоптоварување;
- напречниот пресек на неутралниот спроводник од бакар да е најмалку  $16 \text{ mm}^2$ , а напречниот пресек на неутралниот спроводник од алуминиум најмалку  $25 \text{ mm}^2$ .

За големината на напречниот пресек на заштитниот спроводник ќе стане збор во десеттото поглавје.

Меѓу другото, при поставување на каблите треба да се води сметка и за: големината на влечната сила, температурата на кабелот и најмалиот радиус на свиткување [5]. Накусо ќе биде објаснето за што станува збор.

Вообичаено е каблите да се испорачуваат навиткани на барабани. При одвиткувањето на кабелот и при неговото поставување е неопходно кабелот да биде влечен. Но силата со која се влече кабелот не смее да биде преголема. Во спротивно може да дојде до негово оштетување, па дури и до кинење. Обично се задаваат најголемите дозволени напрегања на кои смеат да бидат изложени спроводниците на кабелот. Тие напрегања се однесуваат на вкупниот пресек и изнесуваат:

- $50 \text{ N/mm}^2$ , за спроводници од бакар;

- 30 N/mm<sup>2</sup>, за спроводници од алуминуим.

При поставување на кабли е неминовно тие помалку или повеќе да бидат свиткувани. Ако тоа се прави при ниска температура на кабелот, може да дојде до оштетување на неговата изолацијата. Тоа е последица на фактот дека при ниски температури е намалена еластичноста на изолацијата. За да се избегнат такви оштетувања, за секој вид изолација се пропишува најниската температура на која е дозволено кабелот со таква изолација да биде поставуван. Според [5] при поставувањето на кабелот неговата температура не смее да биде пониска од:

+5°C - за кабли со изолација од поливинил-хлорид;

-10°C - за кабли со изолација од термопластичен или умрежен полиетилен.

Освен тоа, како при навитувањето на кабелот на барабан така и при неговото поставување, радиусот на свиткувањето не смее да биде помал од најмалиот дозволен радиус на свиткување. За илустрација, во табелата 2.4 е дадено како големината на тој радиус зависи од номиналниот напон, бројот на жилите и напречните димензии на кабелот.

Табела 2.4. Зависност на најмалиот радиус на свиткување од параметрите на кабелот [5]

Номинален напон на кабелот	Вид на кабелот	Најмал радиус на свиткување за кабли со изолација од:	
		поливинил-хлорид или полиетилен	умрежен полиетилен
0,6/1 kV	Едножилен и повеќежилен	12×D	10×D
Повисок од 0,6/1 kV	Едножилен	10×(d+D)	9×(d+D)
Повисок од 0,6/1 kV	Трижилен	8×(d+D)	7×(d+D)

Забелешка: Со D е означен надворешниот дијаметар на кабелот, а со d е означен дијаметарот на спроводникот.

### 3. НАЈГОЛЕМИ ТРАЈНО ДОЗВОЛЕНИ СТРУИ НА ИЗОЛИРАНИ СПРОВОДНИЦИ И КАБЛИ

#### 3.1. Дозволени температури

Кога во неидеалните спроводници постои струја, во нив се ослободува топлина. Според Џуловиот закон количеството на ослободената топлина во единица време е пропорционално на активната отпорност на спроводникот и квадратот на интензитетот на струјата во него. Доколку ослободеното количество топлина услови покачување на температурата на спроводникот преку определена граница, може да дојде до оштетување на припадната изолација, а со тоа и до создавање услови за дефект, пожар, оштетување на опремата и прекин на погонот.

За да се постигне, во определени услови на поставување на опремата, температурата на спроводникот да не ја надмине вредноста преку која се можни оштетувања на изолацијата, неопходно е струјата да се ограничи на соодветна вредност. Со стандардот [34] се дефинирани температурите што не смеат да бидат пречекорени во тек на непрекината работа. Тие температури се зависни од типот на употребената изолација и нивните вредности се:

- а) 70°C на спроводникот, ако изолацијата е од поливинил-хлорид или природна гума;
- б) 90°C на спроводникот, ако изолацијата е од умрежен полиетилен или етилен-пропилен;
- в) 70°C на обвивката, при минерална изолација и обвивка од поливинил-хлорид или метал и кога каблите се допираат;
- г) 105°C на изолацијата, ако изолацијата е минерална, ако плаштот е метален и ако каблите не се допираат.

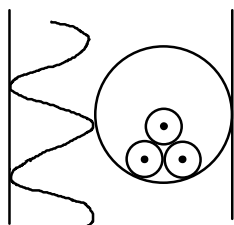
#### 3.2. Типови електричен развод

Освен од неговите карактеристики и интензитетот на струјата во него, температурата на еден струјно оптоварен спроводник/кабел зависи и од можностите за одведување на топлината од него, т.е. од условите во кои тој е поставен. При определување на трајно дозволената струја на спроводникот/кабелот, за полесно уважување на условите во кои тој е поставен, во стандардот [34] се дефинирани повеќе типови електрични разводи, означени со големи букви од латиница. Во ова потпоглавје накусо ќе бидат изнесени основните одлики на некои од тие разводи. Но, треба да се истакне дека стандардот [34] се однесува само на неармирани кабли и изолирани спроводници со номинален напон до 0,6/1 kV.

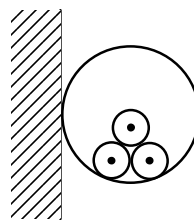
Кај разводот од **типот А** изолираните спроводници се поставени во инсталациска цевка во термички изолиран сид (слика 3.1). Под термички изолиран сид се подразбира сид чија надворешна површина не пропушта вода, кој има термичка изолација и внатрешна облога (на пример, од дрво или материјал со слична термичка

спроводност), така што сидот има термичка спроводност  $10 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ . Во таков сид инсталациските цевки се вградуваат што е можно поблиску до внатрешната облога, но не мораат да ја допираат. Притоа се смета дека топлината што се ослободува во изолираните спроводници и кабли минува само низ внатрешната облога. Дозволените струи за разводот А важат и за разводите: А1 и А2. Тие се карактеризираат со:

- А1 - повеќежилен кабел поставен директно или во цевка во термички изолиран сид;
- А2 - изолирани спроводници во инсталациска цевка во затворен канал.



Слика 3.1. Развод тип А



Слика 3.2. Развод тип В

Електричниот развод од **типот В** се карактеризира со тоа што кај него изолираните спроводници се поставени во инсталациска цевка на сид (слика 3.2). Како овој тип развод еднакви дозволени струи имаат и разводите: В1, В2 и В3. Тие разводи се карактеризираат со:

- В1 - изолирани спроводници во инсталациски канал на сид;
- В2 - изолирани спроводници во инсталациска цевка што се наоѓа во канал со вентилација;
- В3 - изолирани спроводници, едножилни и повеќежилни кабли во инсталациски цевки во неизолиран сид или инсталациски простор.

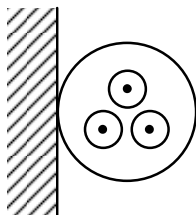
Кај електричниот развод од **типот С** повеќежилен кабел е поставен на сид, при што растојанието меѓу кабелот и сидот е помало од дијаметарот на кабелот помножен со 0,3 (слика 3.3). Еднакви дозволени струи како овој развод имаат разводите: С1, С2, С3, С4, С5 и С6. Одликите на тие разводи се:

- С1 - едножилен кабел на сид, под или плафон;
- С2 - повеќежилен кабел во неизолиран сид;
- С3 - повеќежилен кабел на под;
- С4 - едножилен или повеќежилен кабел во отворен канал или канал со вентилација;
- С5 - повеќежилен кабел во инсталациски канал или во инсталациска цевка во воздух или во допир со сидовите;
- С6 - флексибилен повеќежилен кабел поставен во воздух или на под.

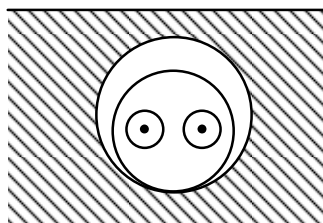
Кај електричниот развод од **типот D** повеќежилен кабел е поставен во кабелница во земја (слика 3.4). Еднакви дозволени струи како разводот од типот D имаат разводите: D1 и D2. Карактеристиките на разводите D1 и D2 се:

- D1 - едножилен кабел во кабелница во земја;  
 D2 - едножилен или повеќежилен кабел директно вкопан во земја.

Кај разводите D, D1 и D2 се подразбира земја со термичка отпорност  $2,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$  и длабочина на вкопување  $0,7 \text{ m}$ . Ако земјата е со помала термичка отпорност, тогаш директно вкопаните кабли можат повеќе да бидат оптоварени од каблите поставени во кабелници.

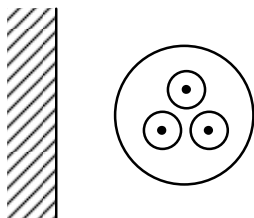


Слика 3.3. Развод тип C

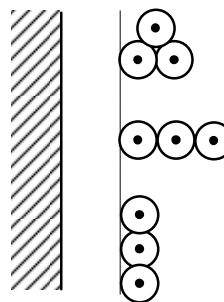


Слика 3.4. Развод тип D

За разводот од **типот E** е карактеристично што кај него повеќежилни кабли се поставени во воздух (слика 3.5), при што растојанието од кабелот до ѕидот не е помало од дијаметарот на кабелот помножен со  $0,3$ , при што топлината се одведува со природна конвекција.



Слика 3.5. Развод тип E



Слика 3.6. Развод тип F

Кај разводот од **типот F** едножилни кабли се поставени во воздух (слика 3.6). Притоа каблите меѓусебно се допираат, а растојанието меѓу ѕидот и каблите не е помало од дијаметарот на кабелот. Топлината се одведува со природна конвекција.

Како се дефинирани другите типови разводи може да се види во [34].

### 3.3. Најголеми трајно дозволени струи и избор на спроводници и кабли според нивната најголема трајно дозволена струја

За секој тип на развод, вид на изолација, број на оптоварени жили (спроводници) и нивниот пресек, во стандардот [34] се утврдени трајно дозволениите струи. Според

тој стандард се формирани табелите 3.1 до 3.5, кои се однесуваат на спроводниците и каблите со изолација од поливинил-хлорид, природна гума или умрежен полиетилен. Во стандардот [34] се дадени и соодветни табели за кабли со минерална изолација, односно за разводите од G до Q.

Во табелата 3.1 се дадени најголемите трајно дозволени струи за електричните разводи од типот A, B, C, E и F, во случаите кога изолацијата е поливинил-хлорид, природна гума или умрежен полиетилен, а бројот на оптоварените спроводници е два или три.

Во табелата 3.2 се дадени трајно дозволени струи за електричниот развод од типот D кога изолацијата е од поливинил-хлорид, природна гума или умрежен полиетилен и кога бројот на оптоварените спроводници е два или три.

Вредностите на најголемите трајно дозволени струи, дадени во стандардот [34] и во табелите 3.1 и 3.2, се однесуваат на температурата на околината од:

- а) 30°C - за изолирани спроводници и кабли поставени во воздух, без оглед на тоа на каков начин се поставени;
- б) 20°C - за кабли вкопани во земја или поставени во кабелници.

Тука под температура на околината се подразбира температурата на средината што го опкружува изолираниот спроводник или кабел во услови кога тој не е оптоварен.

Ако температурата на околината не е еднаква на 30°C, а се работи за еден од разводите A, B, C, E или F, тогаш вредноста на најголемата трајно дозволена струја, од табелата 3.1, треба да се помножи со соодветен корекционен фактор од табелата 3.4.

Во случај на развод од типот D, ако температурата на околината не е еднаква на 20°C, вредноста на најголемата трајно дозволена струја, од табелата 3.2, треба да се помножи со соодветен корекционен фактор од табелата 3.5.

Ако се во прашање разводите од типот A, B, C, D, E или F, при поставување на група од неколку струјни кола, односно неколку повеќежилни кабли, неопходно е претходно определените најголеми трајно дозволени струи за поединечно поставување да се помножат со соодветен корекционен фактор од табелата 3.3.

Факторите на корекција за групен електричен развод дадени во табелата 3.3 се определени под претпоставка дека сите спроводници се во стационарен погон и дека сите се оптоварени со најголеми трајно дозволени струи за соодветните услови на поставување.

Корекционите фактори во табелите 3.4 и 3.5 не го земаат предвид зголемувањето на температурата кое потекнува од соларното зрачење или од други зрачења (на пример инфрацрвеното зрачење) кои можат да условат затоплување на изолираниот спроводник или кабел. Таму каде што изолираните спроводници или кабли се изложени на такви зрачења, најголемите трајно дозволени струи мораат да се определуваат по пат на соодветни пресметки или други соодветни испитувања.

Вредностите на најголемите трајно дозволени струи во табелата 3.2 соодветствуваат на условите кога термичката отпорност на околната земја изнесува 2,5 K·m/W. На местата каде таа вредност е поголема мора да се изврши соодветна редукција на најголемите трајно дозволени струи или непосредно околу кабелот да се постави материјал со соодветна термичка отпорност.

Во табелите 3.1 и 3.2 се користи терминот “оптоварена жила” и значи исто што и терминот оптоварен спроводник. Така се наречува секоја жила во чиј спроводен дел постои струја при стационарен погон. Кај урамнотежените полифазни системи неутралниот спроводник не се смета за оптоварен спроводник. Меѓутоа, таму каде во неутралниот спроводник постои струја без соодветно намалување на струите во фазните спроводници, неутралниот спроводник се смета за оптоварен спроводник. Кога се зборува за оптоварени жили, прилика е да се повтори наведеното во потпоглавјето 2.3, попрецизно во одделот 2.3.4, дека, според важечката техничка регулатива, не е дозволено одделните жили од еден повеќежилен изолиран спроводник или кабел да се користат за различни струјни кола.

Спроводниците што се користат за заштита (заштитни спроводници, РЕ-спроводници) не се сметаат за оптоварени спроводници.

Заштитно-неутралните спроводници (PEN-спроводници) се третираат на ист начин како и неутралните спроводници. Подетално за улогата на заштитните и заштитно-неутралните спроводници може да се најде во десеттото поглавје, во кое се обработува проблематиката на заштита од индиректен допир.

Во случаите кога по должината на трасата на изолираниот спроводник или кабел условите на ладење се различни, најголемата трајно дозволена струја се одбира според делот на трасата со најлоши услови на ладење.

Користењето на табелите 3.1–3.5 е демонстрирано во примерите 3.1–3.4.

Во врска со определувањето на најголемата трајно дозволена струја на еден изолиран спроводник или кабел може да се наведе дека во многу случаи, освен наведените фактори на поставување, треба да се уважат и различни критериуми. Притоа ќе разликуваме основни критериуми и дополнителни критериуми.

*Прв основен критериум* за правилен избор на типот и пресекот на еден изолиран спроводник или кабел во едно струјно коло е неговата најголема трајно дозволена струја да не биде помала од очекуваната погонска (проектирана) струја во струјното коло, т.е. да биде задоволена релацијата:

$$\text{погонска (проектирана) струја} \leq \text{најголема трајно дозволена струја.}$$

*Втор основен критериум* за правилен избор на изолиран спроводник или кабел за еден електричен вод е загубата на напонот на крајот на водот да биде во дозволените граници. За примената на овој критериум подетално ќе стане збор во четвртото поглавје.

Освен наведените основни критериуми, во некои случаи е потребно да се уважат и *дополнителни критериуми*. Таков пример имаме кај TN-системите ако заштитата од индиректен допир се изведува со автоматско исклучување на напојувањето. Во тие случаи, при пробив на изолацијата помеѓу еден од фазните спроводници и изложените спроводни делови на електричниот приемник, е неопходно заштитниот уред да дејствува сигурно. Тоа ќе се постигне ако струјата при наведената грешка не биде помала од струјата која во рамките на предвиденото време предизвикува заштитниот уред сигурно да дејствува. Тој проблем подетално ќе биде обработуван во поглавјето за заштита од индиректен допир.

Од изложеното произлегува дека за правилен избор на изолиран спроводник или кабел мораат да бидат познати повеќе податоци. Неопходни се како податоците за работниот режим на струјното коло така и податоците за условите на поставување.



Табела 3.1. Најголеми трајно дозволени струи за електрични разводи од типот А, В, С, Е и F ако изолацијата на жилите е поливинил-хлорид, природна гума или умрежен полиетилен (според [34])

Вид на изолација	Број на оптоварени жили	Најголема трајно дозволена струја (во ампери) за развод								
		A	B	C	E,F					
Поливинил-хлорид или природна гума	2									
	3	A	B	C	E,F					
Умрежен полиетилен	2				A		B	C	E,F	
	3			A	B	C	E,F			
Материјал и номинален пресек во mm <sup>2</sup>		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бакар	1	10,5	11	12	13,5	14,5	17	18	19	21
	1,5	13	14,5	15,5	17	18,5	22	23	24	26
	2,5	18	19,5	21	23	25	30	32	33	36
	4	24	26	28	31	34	40	42	45	49
	6	31	34	36	40	43	52	54	58	63
	10	42	46	50	54	60	71	75	80	86
	16	56	61	68	73	80	96	100	107	115
	25	73	80	89	95	101	119	127	138	149
	35				117	126	147	157	171	185
	50				141	153	179	192	210	225
	70				179	196	229	246	269	289
	95				216	238	278	298	328	352
	120				249	276	322	346	382	410
	150				285	318	371	399	441	473
185				324	362	424	456	506	542	
240				380	424	500	538	599	641	
Алуминиум	1	8	8,5	9,5	11	11	13	13,5	15	16
	1,5	10	11	12	14	14	16,5	17,5	19	21
	2,5	14	15	16,5	19	19,5	23	24	26	28
	4	19	20	22	25	26	31	32	35	38
	6	24	26	28	32	33	39	42	45	49
	10	32	36	39	43	45	54	58	62	67
	16	43	48	53	58	61	73	77	83	91
	25	57	63	69	76	78	89	97	101	108
	35				94	96	111	120	126	135
	50				113	117	135	147	154	165
	70				142	150	173	187	198	211
	95				171	182	210	227	241	257
	120				197	212	244	263	280	300
	150				226	245	282	302	324	346
185				256	280	322	346	371	397	
240				300	330	380	409	439	470	

Табела 3.2. Најголеми трајно дозволени струи за електричен развод од типот D за изолација на жилите од поливинил-хлорид, природна гума или умрежен полиетилен (според [34])

Материјал	Номинален пресек mm <sup>2</sup>	Најголеми трајно дозволени струи (во ампери) за различни видови изолација на жилите и за различен број на оптоварени жили			
		Поливинил-хлорид или гума		Умрежен полиетилен	
		Две жили	Три жили	Две жили	Три жили
		1	2	3	4
Бакар	1,5	22	18	26	22
	2,5	29	24	34	29
	4	38	31	44	37
	6	47	39	56	46
	10	63	52	73	61
	16	81	67	95	79
	25	104	86	121	101
	35	125	103	146	122
	50	148	122	173	144
	70	183	151	213	178
	95	216	179	252	211
	120	246	203	287	240
	150	278	230	324	271
	185	312	257	363	304
	240	360	297	419	351
300	407	336	474	396	
Алуминиум	1,5	17	14	20	16,5
	2,5	22	19	26	22
	4	29	24	34	29
	6	36	30	42	36
	10	48	40	56	47
	16	62	52	73	61
	25	80	66	93	78
	35	96	80	112	94
	50	113	94	132	112
	70	140	117	163	138
	95	166	138	193	164
	120	189	157	220	186
	150	213	178	249	210
	185	240	200	279	236
	240	277	230	321	272
300	313	260	364	308	

Табела 3.3. Корекциони фактори за групи од неколку струјни кола или неколку повеќежилни кабли, во електрични разводи од типот А, В, С, D, Е или F (според [34])

Начин на поставување на каблите	Корекционен фактор за даден број на струјни кола или повеќежилни кабли									
	1	2	3	4	6	9	12	15	20	
Вкопани или затворени	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	
Еден слој на сидови, подови или на неперфорирани полица	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-	
Еден слој на плафон	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-	
Еден слој на перфорирана полица	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-	
Еден слој на носечки куки или слично	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-	

Табела 3.4. Корекциони фактори за температура на околината различна од 30°C, за изолирани спроводници и кабли поставени во воздух (според [34])

Температура на околината °C	Корекционен фактор	
	При изолација од поливинил-хлорид	При изолација од умрежен полиетилен или етилен-пропилен
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
30	1,00	1,00
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	-	0,65
70	-	0,58
75	-	0,50
80	-	0,41

Табела 3.5. Корекциони фактори за температура на околината различна од 20°C, за кабли поставени во земја (според [34])

Температура на земјата °C	Корекционен фактор	
	При изолација од поливинил-хлорид	При изолација од умрежен полиетилен или етилен-пропилен
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

### 3.4. Примери

#### Пример 3.4.1

Да се определи најголемата трајно дозволена струја за изолиран спроводник со ознаката РР-У 4×6 380 V, преку кој се напојува трифазен електромотор. Спроводникот е поставен:

- под малтер, на растојание 4 mm од внатрешната површина на сидот и на 14 cm од термичката изолација поставена на надворешната страна на сидот;
- на сид, при температура на околината 35°C.

Решение:

а) Во прашање е електричен развод од типот А. Бројот на оптоварените жили е три, а изолацијата е од поливинил-хлорид. За тие услови, од табелата 3.1 (колона 1), за номинален напречен пресек 6 mm<sup>2</sup> следува дека најголемата трајно дозволена струја изнесува:

$$I_{\text{дозв.}} = 31 \text{ A.}$$

б) Станува збор за електричен развод од типот С, па од табелата 3.1 (колона 4) за номинален напречен пресек 6 mm<sup>2</sup> и температура на околината од 30°C, следува:

$$I_{\text{дозв.30}^\circ\text{C}} = 40 \text{ A.}$$

Бидејќи е дадено дека температурата на околината изнесува  $35^\circ\text{C}$ , од табелата 3.4 за спроводници изолирани со поливинил-хлорид и температура на околината од  $35^\circ\text{C}$  следува корекционен фактор:

$$k_{35^\circ\text{C}} = 0,94 .$$

Со тоа за најголемата трајно дозволена струја на дадениот спроводник, при температура на околината од  $35^\circ\text{C}$ , добиваме:

$$I_{\text{дозв.35}^\circ\text{C}} = k_{35^\circ\text{C}} \cdot I_{\text{дозв.30}^\circ\text{C}} = 0,94 \cdot 40 = 37,6 \text{ A.}$$

### **Пример 3.4.2**

Да се определи најголема трајно дозволена струја на енергетски кабел чија ознака е PP 00-A 4x50 0,6/1 kV, ако тој работи во трифазна урамнотежена мрежа и ако е поставен:

- а) во неизолиран сид, при температура на околината од  $30^\circ\text{C}$ ;
- б) на неизолиран сид, при температура на околината од  $40^\circ\text{C}$ ;
- в) во земја со термичка отпорност од  $2,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ , на длабочина од  $0,7 \text{ m}$ , при што температурата на околината е  $15^\circ\text{C}$ .

**Решение:**

а) Во овој случај станува збор за електричен развод од типот C2 за кој се дозволени истите вредности на најголемите трајно дозволени струи како и за разводот C. Од табелата 3.1 (колона 4) за кабел со три оптоварени жили од алуминиум со номинален напречен пресек од  $50 \text{ mm}^2$  и изолација од поливинил-хлорид, при температура на околината од  $30^\circ\text{C}$ , следува:

$$I_{\text{дозв.30}^\circ\text{C}} = 113 \text{ A.}$$

б) Тука условите на поставување соодветствуваат на разводот C. Тоа значи дека при температура на средината од  $30^\circ\text{C}$  важи најголемата трајно дозволена струја определена во случајот под а). Корекциониот фактор за температурата од  $40^\circ\text{C}$  го определуваме од табелата 3.4. Тој изнесува:

$$k_{40^\circ\text{C}} = 0,87 .$$

Со тоа, за случајот под б), најголемата трајно дозволена струја е:

$$I_{\text{дозв.40}^\circ\text{C}} = k_{40^\circ\text{C}} \cdot I_{\text{дозв.30}^\circ\text{C}} = 0,87 \cdot 113 = 98,3 \text{ A.}$$

в) Во прашање е електричен развод од типот D. Од табелата 3.2 за случај на кабел со три оптоварени жили, со спроводници од алуминиум, со изолација од поливинил-хлорид и температура на околината од  $20^\circ\text{C}$ , следува:

$$I_{\text{дозв.}20^{\circ}\text{C}} = 94 \text{ A.}$$

Потоа, за изолација од поливинил-хлорид и температура на околината од  $15^{\circ}\text{C}$ , од табелата 3.5 добиваме дека корекциониот фактор изнесува:

$$k_{15^{\circ}\text{C}} = 1,05 \text{ A.}$$

Со тоа, во случајот дефиниран под в), за најголемата трајно дозволена струја добиваме:

$$I_{\text{дозв.}15^{\circ}\text{C}} = k_{15^{\circ}\text{C}} \cdot I_{\text{дозв.}20^{\circ}\text{C}} = 1,05 \cdot 94 = 98,7 \text{ A.}$$

### Пример 3.4.3

Енергетски кабел со ознака XP 00-Y AS  $4 \times 120$  0,6/1 kV е поставен со уште пет такви кабли. Притоа каблите се поставени во еден слој и соседните кабли се допираат. Температурата на околината е  $40^{\circ}\text{C}$ . Сите кабли припаѓаат на урамнотежена трифазна мрежа и нивните оптоварувања меѓусебно се еднакви. Да се определи најголемата трајно дозволена струја за секој од дадените кабли, ако тие се поставени:

- на вертикален сид, а оските им се хоризонтални;
- на под;
- во отворен канал;
- во земја со термичка отпорност од  $2,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ , на длабочина од  $0,7 \text{ m}$ .

Решение:

а) Дадените услови соодветствуваат на електричниот развод од типот С. Од табелата 3.1 (колона б) за кабел со три оптоварени жили од алуминиум, секоја со номинален попречен пресек од  $120 \text{ mm}^2$  и изолација од умрежен полиетилен, при температура од  $30^{\circ}\text{C}$  следува:

$$I_{\text{дозв.}30^{\circ}\text{C}, 1 \text{ кабел}} = 244 \text{ A.}$$

За температура од  $40^{\circ}\text{C}$ , од табелата 3.4, следува корекционен фактор:

$$k_{40^{\circ}\text{C}} = 0,91 ,$$

а за шест кабли поставени во слој на сид, од табелата 3.3, следува корекционен фактор:

$$k_{6 \text{ кабли}} = 0,70 .$$

Со тоа, во условите дефинирани под а), за најголемата трајно дозволена струја се добива:

$$I_{\text{дозв.}40^{\circ}\text{C}, 6 \text{ кабли}} = k_{40^{\circ}\text{C}} \cdot k_{6 \text{ кабли}} \cdot I_{\text{дозв.}30^{\circ}\text{C}, 1 \text{ кабел}} = 0,91 \cdot 0,70 \cdot 244 = 155,4 \text{ A.}$$

б) Одговорот е ист како и во случајот под а).

в) Одговорот е ист како и во случајот под а).

г) Дадените услови соодветствуваат на електричен развод од типот D. За случај кога само еден од набљудуваните кабли би бил поставен во условите дадени под г), од табелата 3.2 следува:

$$I_{\text{дозв.}20^{\circ}\text{C, 1 кабел}} = 186 \text{ A.}$$

Според табелата 3.5, за вкопаните кабли корекциониот фактор за температура од  $40^{\circ}\text{C}$  изнесува:

$$k_{40^{\circ}\text{C}} = 0,85 .$$

Корекциониот фактор за шест вкопани кабли, според табелата 3.3, изнесува:

$$k_{6 \text{ кабли}} = 0,55 \text{ A.}$$

Така, за условите дадени под г), најголемата трајно дозволена струја изнесува:

$$I_{\text{дозв.}40^{\circ}\text{C, 6 кабли}} = k_{40^{\circ}\text{C}} \cdot k_{6 \text{ кабли}} \cdot I_{\text{дозв.}20^{\circ}\text{C, 1 кабел}} = 0,85 \cdot 0,55 \cdot 186 = 87 \text{ A.}$$

#### **Пример 3.4.4**

Четири кабли се поставени на под, еден покрај друг. Температурата на околината е  $25^{\circ}\text{C}$ . Од мрежа со номинален напон  $380 \text{ V}$  секој од каблите напојува по еден трифазен асинхрон електромотор. Сите електромотори се меѓусебно еднакви и работат со номинално оптоварување. Параметрите на еден електромотор се:

- номинална моќност  $90 \text{ kW}$ ;
- номинален коефициент на полезно дејство  $0,92$ ;
- номинален фактор на моќност  $0,76$  и
- номинален напон  $380 \text{ V}$ .

Запазувајќи го критериумот за најголемо дозволено струјно оптоварување, да се определат потребните пресеци на каблите, ако спроводните делови на нивните жили се од алуминиум, а изолацијата е од поливинил-хлорид.

**Решение :**

Номиналната струја на еден од електромоторите е:

$$I_{\text{ном.}} = \frac{P_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}} \cdot \eta_{\text{ном.}} \cdot \cos\varphi_{\text{ном.}}} = \frac{90000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,92 \cdot 0,76} = 195,6 \text{ A.}$$

Од дадените информации за начинот на поставување на каблите произлегува дека се работи за развод С3, за кој трајно дозволените струи се исти како и за разводот С.

Ако само еден кабел би бил поставен на подот и ако температурата на околината би била  $30^{\circ}\text{C}$ , тогаш од табелата 3.1 би можеле да побараме колкав би требало да биде пресекот на кабелот што има најголема трајно дозволена струја ( $I_{\text{дозв.}30^{\circ}\text{C, 1 кабел}}$ )

најмалку еднаква на пресметаната номинална струја на електромоторот ( $I_{\text{ном.}}$ ). Меѓутоа, во случајов температурата на околината е  $25^{\circ}\text{C}$  и сите четири кабли се поставени во еден слој. Поради тоа, за нив најголемата трајно дозволена струја ќе се добие кога соодветната струја од табелата 3.1 (т.е.  $I_{\text{дозв.}30^{\circ}\text{C}, 1 \text{ кабел}}$ ) се помножи со соодветните корекциони фактори ( $k_{25^{\circ}\text{C}}$  и  $k_{4 \text{ кабли}}$ ).

Од табелата 3.4 следува:

$$k_{25^{\circ}\text{C}} = 1,06 ,$$

а од табелата 3.3 следува:

$$k_{4 \text{ кабли}} = 0,75 .$$

Со тоа за најголемата трајно дозволена струја на кабелот во зададените услови може да се напише:

$$I_{\text{дозв.}25^{\circ}\text{C}, 4 \text{ кабли}} = k_{25^{\circ}\text{C}} \cdot k_{4 \text{ кабли}} \cdot I_{\text{дозв.}30^{\circ}\text{C}, 1 \text{ кабел}} \geq I_{\text{ном.}} = I_{\text{погон}} . \quad (3.1)$$

Од условот (3.1) следува дека во дадените околности може да задоволи кабел за кој е:

$$I_{\text{дозв.}30^{\circ}\text{C}, 1 \text{ кабел}} \geq \frac{I_{\text{ном.}}}{k_{25^{\circ}\text{C}} \cdot k_{4 \text{ кабли}}} ,$$

т.е.

$$I_{\text{дозв.}30^{\circ}\text{C}, 1 \text{ кабел}} \geq \frac{195,6}{1,06 \cdot 0,75} = 246 \text{ A} . \quad (3.2)$$

Од табелата 3.1 (колона 4) за кабел со спроводници од алуминиум, изолација од поливинил-хлорид и три оптоварени жили, следува дека поставениот услов (3.2) го задоволуваат кабли со попречен пресек најмалку  $185 \text{ mm}^2$ .

### 3.5. Задачи

- 3.5.1. Шест кабли од типот PP 00-AS  $4 \times 185$  0,6/1 kV се поставени во земја, во една рамнина, непосредно еден до друг. Температурата на земјата е  $15^{\circ}\text{C}$ . Колкаво е најголемото дозволено струјно оптоварување за секоја фазна жила на секој од каблите ако оптоварувањата на каблите се еднакви и ако тие претставуваат дел на една трифазна урамнотезена мрежа?
- 3.5.2. Три згради од задачата 1.14.1 се напојуваат со одделни кабли. Каблите се поставени еден покрај друг во заеднички ров, на длабочина од 0,7 m. Термичката отпорност на земјата е  $2,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ . Да се смета дека каблите се дел од урамнотезена трифазна мрежа. Колкав треба да биде номиналниот напречен пресек на спроводниот дел на фазните жили на секој од каблите, за тие да можат без преоптоварување да го обезбедат напојувањето на зградите за следните 25 години?



- 3.5.3. Два еднакви трифазни асинхрони електромотора се напојуваат со одделни кабли од мрежа со номинален напон 380 V. Каблите се поставени на сид, еден покрај друг. Температурата на околината е 35°C. Секој од електромоторите ги има следните номинални параметри: моќност 22 kW; коефициент на полезно дејство 0,89; фактор на моќност 0,83 и напон 380 V. Електромоторите работат со номинално оптоварување. Да се определи најмалиот потребен пресек на кабелот за напојување на еден од електромоторите:
- ако спроводниот дел на жилите на кабелот е од бакар, а изолацијата е од умрежен полиетилен,
  - ако спроводниот дел на жилите на кабелот е од алуминиум, а изолацијата е од поливинил-хлорид.
- 3.5.4. Од нисконапонска инсталација со номинален напон 230 V се напојуваат два електрични бојлера. Напојувањето е преку одделни изолирани спроводници што имаат пополнување и плашт. Изолираните спроводници се поставени во термички изолиран сид, непосредно еден до друг. Температурата на средината е 40°C. Секој од бојлерите е со номинална моќност од 3 kW. Колкава треба да биде плоштината на напречниот пресек на секоја жила од изолираните спроводници ако тие се направени од:
- бакар со изолација од поливинил-хлорид;
  - алуминиум со изолација од умрежен полиетилен.
- 3.5.5. Четири кабли PP 00-AS 4×150 0,6/1 kV се со еднакви должини. Соодветните жили им се поврзани на почетокот и на крајот, така што каблите работат паралелно. Каблите претставуваат дел од трифазна урамнотежена мрежа. Температурата на околината е 15°C. Колкава е најгоелмата трајно дозволена струја за жилите на каблите, ако каблите се поставени во еден слој, еден покрај друг:
- на под,
  - во инсталациски канал,
  - во канал со вентилација,
  - во земја, на длабочина од 0,7 m, а термичката отпорност на земјата е 2,5 K·m/W.
- 3.5.6. Од нисконапонските собирници во трансформаторска станица среден/ низок напон до разводен орман треба да се постави во кабелници еден кабел. Од разводниот орман на носечки куки треба да се постават три кабли. Растојанието на секој од овие кабли од сидот на кој се поставени куките да не биде помало од половината на нивниот надворешен дијаметар. Секој од трите кабли е поставен одделно и напојува по еден мал индустриски погон. Врвните моќности на погоните се јавуваат едновремено. Врвната моќност на првиот погон е 50 kW и 10 kvar, на вториот 20 kW и 40 kvar и на третиот 40 kW и 20 kvar. Предвидено е сите кабли да бидат со спроводници од алуминиум и со изолација од поливинил-хлорид. Номиналниот напон на нисконапонската мрежа е 400 V. Да се изберат номиналните напречни пресеци на каблите за напојување на секој од погоните, како и за кабелот преку кој се напојува разводниот орман.

## 4. ЗАГУБА НА НАПОН ВО ДИСТРИБУТИВНИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ ВОДОВИ

### 4.1. Основно

*Погонски напон* на еден електричен приемник е назив за напонот на кој приемникот е приклучен. Често погонскиот напон не е еднаков на номиналниот. Во таквите случаи карактеристиките на електричниот приемник можат да се разликуваат од номиналните. За илустрација да наведеме два примера. Ако погонскиот напон е за 10% понизок од номиналниот: стандардните сијалици со метално влакно даваат светлински флукс што е за 30% помал од номиналниот, а максималниот вртлив момент на асинхроните мотори е за 19% помал од вредноста што ја имаат при номиналниот напон.

Но тоа не значи дека нема негативни последици во случаите кога погонскиот напон е повисок од номиналниот. Најчестата штета што тогаш се јавува е скратување на трајноста на електричните приемници. Така, на пример, ако погонскиот напон е за 10% повисок од номиналниот, трајноста на стандардната сијалица со метално влакно паѓа на само 27% од трајноста при номиналниот напон. Освен тоа, кај одделни електрични машини и кај трансформаторите повисокиот погонски напон може да услови поголеми загуби на моќност.

Затоа е потребно на електричните приемници да им се обезбеди погонски напон што е еднаков на номиналниот или од номиналниот малку се разликува. Бидејќи е тоа технички и економски мошне важно прашање, соодветно внимание му е посветено и во Правилникот за техничките нормативи за електричните инсталации за низок напон [17]. Во тој Правилник се дефинирани најголемите дозволени загуби на напон помеѓу точката на напојувањето на електричната инсталација и било која друга точка на инсталацијата. Тие загуби се изразени во проценти од номиналниот напон на инсталацијата.

Правилникот [17] разликува два случаја:

- кога електричната инсталација се напојува од нисконапонска мрежа и
- кога електричната инсталација се напојува непосредно од трансформаторска станица среден/низок напон.

Ако електричната инсталација се напојува од нисконапонска мрежа, според Правилникот [17] најголемата дозволена загуба на напонот во инсталацијата изнесува:

- 3% - за струјните кола преку кои се напојуваат електрични извори на светлина,
- 5% - за струјните кола преку кои се напојуваат други електрични приемници.

Меѓутоа, ако електричната инсталација се напојува непосредно од трансформаторска станица што е приклучена на среден напон, најголемата дозволена загуба на напонот во инсталацијата според Правилникот [17] изнесува:

- 5% - за струјните кола преку кои се напојуваат електрични извори на светлина,

8% - за струјните кола преку кои се напојуваат други електрични приемници.

Освен претходното, во Правилникот [17] постојат одделни одредби за електроенергетските инсталации со должина поголема од 100 m. Кај таквите инсталации претходно наведените најголеми дозволени загуби на напонот се зголемуваат за 0,005% по метар должина преку 100 m. Но, ова зголемување на дозволената загуба на напонот не може да изнесува повеќе од 0,5%.

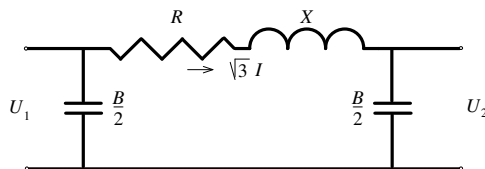
Изнесеното укажува на неопходноста напоните во нисконапонските мрежи и инсталации да се одржуваат блиску до номиналната вредност. За да се постигне тоа, треба соодветно внимание да му се посвети на димензионирањето на секој елемент на електродистрибутивната мрежа и да се искористат сите можности за соодветна регулација на напонот во сите делови на електроенергетскиот систем. Во таа смисла треба да се утврдува и висината на погонскиот напон на секоја среднонапонска мрежа во секој период од денот, месецот и годината. За секоја таква мрежа е нормирана најголемата дозволена вредност на погонскиот напон. Долната граница на тој напон не е нормирана. Но тоа и не е неопходно. По пат на соодветно водење на тој напон и неговото усогласување со преносните односи на трансформаторите среден/низок напон, електродистрибутивното претпријатие може да изнаоѓа решенија кои ги задоволуваат напонските ограничувања кај потрошувачите и да води сметка за намалување на загубите на моќност и енергија во елементите на дистрибутивната мрежа.

Во ова поглавје акцентот ќе биде даден на пресметка на загубата на напонот во среднонапонските и нисконапонските водови. Притоа ќе се користат упростувања што се вообичаени кога се работи со овој вид водови. Во врска со претходното е и определувањето на потребните пресеци на електроенергетските водови, со кои се обезбедува загубата на напонот да не биде поголема од зададената.

Подоцна, во поглавјето 16, ќе бидат изложени и постапките за пресметка на напони во радијалните мрежи со произволен број елементи.

## 4.2. Трифазни урамнотежени среднонапонски водови

Според своите технички параметри и начинот на користење (т.е. карактерот на оптоварувањата), среднонапонските водови во нашите трифазни мрежи најчесто можат да се сметаат за урамнотежени. Поради тоа во ова потпоглавје ќе се посвети внимание само на таквите водови. Еден таков вод може да биде претставен со еквивалентна  $\pi$ -шема, како на сликата 4.1.



Слика 4.1. Еквивалентна  $\pi$ -шема на вод

На сликата 4.1 се:

$R$ ,  $X$  - редна активна и реактивна отпорност на водот, соодветно;

$B$  - напречна капацитивна спроводност на водот;

$U_1$ ,  $U_2$  - ефективни вредности на меѓуфазните напони на почетокот и на крајот на водот, соодветно;

$I$  - ефективна вредност на струјата во фазните спроводници на водот.

Ако со  $\varphi$  се означи разликата помеѓу фазните агли на напонот на почетокот на водот и струјата во водот, тогаш за падот на напонот на водот може да се напише:

$$\Delta \underline{U} = \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = \sqrt{3} \cdot (R + jX) \cdot \underline{I} = \sqrt{3} \cdot (R + jX) \cdot (I \cdot \cos \varphi - j \cdot I \cdot \sin \varphi),$$

т.е.

$$\Delta \underline{U} = \sqrt{3} \cdot (R \cdot I \cdot \cos \varphi + X \cdot I \cdot \sin \varphi) + j\sqrt{3} \cdot (X \cdot I \cdot \cos \varphi - R \cdot I \cdot \sin \varphi). \quad (4.1)$$

Кај среднонапонските и нисконапонските водови, т.е. кај најчесто застапените водови во дистрибутивните електроенергетски мрежи, разликата на фазните агли на напоните на почетокот и на крајот на водот е многу мала. Така, ако се земе фазниот агол на напонот на почетокот на водот да биде еднаков на нула, фазниот агол на напонот на крајот на водот ќе биде со многу мала апсолутна вредност. При таквите услови е вообичаено имагинарниот дел на десната страна на равенката (4.1) да се занемари и таа равенка да се напише во вид:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (R \cdot I \cdot \cos \varphi + X \cdot I \cdot \sin \varphi). \quad (4.2)$$

Ако десната страна на равенката (4.2) се прошири со  $U_2$ , ќе се добие:

$$\Delta U = \frac{P_2 \cdot R + \left( Q_2 - \frac{Q_{\text{вод}}}{2} \right) \cdot X}{U_2}, \quad (4.3)$$

каде што (земајќи дека и фазниот агол на напонот на крајот на водот е еднаков на нула) е:

$$P_2 = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I \cdot \cos \varphi, \quad Q_{\text{вод}} = U_2^2 \cdot B, \quad Q_2 = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I \cdot \sin \varphi + \frac{Q_{\text{вод}}}{2}.$$

Притоа со  $P_2$  е означена активната моќност која водот ја предава на својот крај, со  $Q_{\text{вод}}$  е означена реактивната моќност која водот ја генерира и со  $Q_2$  е означена реактивната моќност што водот ја предава на својот крај.

Аналогно, ако десната страна на равенката (4.2) се прошири со  $U_1$ , ќе се добие:

$$\Delta U = \frac{P_1 \cdot R + \left( Q_1 + \frac{Q_{\text{вод}}}{2} \right) \cdot X}{U_1}, \quad (4.4)$$

каде што е:

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I \cdot \cos \varphi, \quad Q_1 = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I \cdot \sin \varphi - \frac{Q_{\text{вод}}}{2},$$

при што со  $P_1$  и  $Q_1$  се означени активната и реактивната моќност што водот ги прима на својот почеток, соодветно.

Загубата на напонот многу често се изразува во проценти од номиналниот напон. Ако се знае апсолутната загуба на напонот,  $\Delta U$ , тогаш процентуалната загуба на напонот,  $\Delta u$ , може да се пресмета со равенката:

$$\Delta u = \frac{100 \cdot \Delta U}{U_{\text{ном.}}} \quad (4.5)$$

Во праксата најчесто не се знае  $U_2$ , но се знаат  $P_2$  и  $Q_2$ . Поради тоа што во најголем број случаи кај дистрибутивните електроенергетски водови разликата помеѓу  $U_2$  и номиналниот напон не е голема, за пресметка на загуба на напонот, со задоволителна точност, може да се користи равенката:

$$\Delta U = \frac{P_2 \cdot R + \left( Q_2 - \frac{Q_{\text{вод}}}{2} \right) \cdot X}{U_{\text{ном.}}} \quad (4.6)$$

односно:

$$\Delta u = \frac{100}{U_{\text{ном.}}^2} \left[ P_2 \cdot R + \left( Q_2 - \frac{Q_{\text{вод}}}{2} \right) \cdot X \right] \quad (4.7)$$

Колку изнесуваат реактивните моќности што ги генерираат одделни надземни водови по еден километар од својата должина е дадено во табелата П.11 (во Прилогот). Како што се гледа од табелата П.11, кај надземните водови чиј номинален напон не е поголем од 35 kV, генерираните реактивни моќности по еден километар должина се релативно мали. Кај среднонапонските кабелски водови тие моќности се значително поголеми, но кабелските водови обично не се со големи должини. Колку изнесуваат генерираните реактивни моќности за еден километар должина на одделни среднонапонски кабелски водови може да се пресмета со помош на податоците за нивниот погонски капацитет, даден во табелите П13, П14, П15 и П16. Покрај тоа во наведените табели се дадени и други податоци што се користат при електротехнички пресметки.

Освен тоа, во равенките (4.3), (4.4), (4.6) и (4.7) може да се занемари  $Q_{\text{вод}}$  доколку е задоволена релацијата:

$$\frac{Q_{\text{вод}}}{2} \ll Q_2. \quad (4.8)$$

### 4.3. Трифазен урамнотежен нисконапонски вод

Независно од тоа дали се надземни или кабелски, кај нисконапонските водови е мала реактивната моќност што тие ја генерираат и сосема е оправдано таа моќност да се занемарува при пресметките на загубата на напон. Поради тоа за пресметка на загубата на напон во нисконапонските водови се користи равенката (4.7), напишана во вид:

$$\Delta u = \frac{100}{U_{\text{ном.}}^2} (P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X), \quad (4.9)$$

т.е.

$$\Delta u = \frac{100 \cdot P_2 \cdot R}{U_{\text{ном.}}^2} \left( 1 + \frac{X}{R} \cdot \frac{Q_2}{P_2} \right). \quad (4.10)$$

Но, односот:

$$\frac{Q_2}{P_2} = \text{tg } \varphi$$

е фактор на реактивната моќност на крајот на водот, додека односот помеѓу редната реактивна отпорност на водот и неговата редна активна отпорност е еднаков на односот на соодветните отпорности по единица должина на водот, т.е.

$$\frac{X}{R} = \frac{x}{r}.$$

Со тоа равенката (4.10) може да се напише во вид:

$$\Delta u = \frac{100 \cdot P_2 \cdot R}{U_{\text{ном.}}^2} \left( 1 + \frac{x}{r} \cdot \text{tg } \varphi \right). \quad (4.11)$$

Податоците за индуктивностите и активните отпорности на некои нисконапонски кабли се дадени во табелата П.12. Во случај да не се располага со соодветни податоци за нисконапонскиот кабел, може да се земе дека редната реактанција е приближно еднаква на 0,07  $\Omega/\text{km}$ .

Земајќи предвид дека вкупната активна отпорност на водот е директно пропорционална на специфичната отпорност на материјалот од кој е направен

спроводникот и неговата должина, а обратнопропорционална на плоштината на неговиот напречен пресек, т.е. користејќи ја равенката:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{S},$$

равенката (4.11) може да се напише во следниов облик:

$$\Delta u = \frac{100 \cdot \rho}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot \frac{P_2 \cdot l}{S} \left( 1 + \frac{x}{r} \cdot \text{tg} \varphi \right). \quad (4.12)$$

Ако се воведат:

$$K = \frac{U_{\text{ном.}}^2}{100 \cdot \rho} \quad (4.13)$$

и

$$P = P_2,$$

равенката (4.12) го добива обликот:

$$\Delta u = \frac{P \cdot l}{K \cdot S} \left( 1 + \frac{x}{r} \cdot \text{tg} \varphi \right). \quad (4.14)$$

Во специјален случај, кога се работи за трифазни урамнотезени водови со номинален (меѓуфазен) напон 400 V и со спроводници од бакар или алуминиум, со помош на равенката (4.13) се пресметани соодветни вредности на коефициентот K, што се прикажани во табелата 4.1. При пресметката се земени предвид средните вредности на специфичните активни отпорности што произлегуваат од соодветните податоци дадени во табелата П.12. Освен тоа, заради поедноставување, вредностите во табелата 4.1 се заокружени, бидејќи нема смисла тука да се инсистира на голема точност кога однапред се знае дека другите големини не се познати со голема точност. Последното особено се однесува на активната и реактивната моќност на електричните приемници и/или потрошувачи.

Во случаите кога пресекот е релативно мал и/или кога факторот на реактивната моќност на крајот на водот има вредност многу помала од единица, тогаш е задоволена релацијата:

$$\frac{x}{r} \cdot \text{tg} \varphi \ll 1, \quad (4.15)$$

па равенката (4.14) го добива попустиот облик:

$$\Delta u = \frac{P \cdot l}{K \cdot S}. \quad (4.16)$$

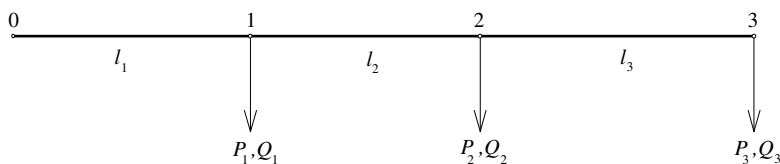
Табела 4.1. Вредности на коефициентот К

Материјал	Вредност на коефициентот К	
	kW·m/mm <sup>2</sup>	
	Температура на средината	
	20°C	30°C
Бакар	87	84
Алуминиум	53	51

Чести се случаите кога треба да се пресмета загубата на напонот на неколку редно врзани нисконапонски водови, како на сликата 4.2. Во тој случај загубата на напонот од напојната точка 0 до крајната точка 3 може да се пресмета како аритметичка сума на загубите на напонот на одделни водови (секции) што го сочинуваат патот помеѓу тие две точки. Ако со  $\Delta u_i$  ја означиме загубата на напонот во водот (секцијата)  $i$ , за вкупната загуба на напонот во редно врзаните водови може да се напише:

$$\Delta u = \Delta u_1 + \Delta u_2 + \Delta u_3 = \sum_{i=1}^3 \Delta u_i. \quad (4.17)$$

Во равенката (4.17) загубите на напонот на одделните водови (секции) се пресметуваат со помош на равенката (4.14), односно (4.16).



Слика 4.2. Водови врзани на ред

#### 4.4. Монофазен нисконапонски вод

Во случај на монофазен вод, фазниот и неутралниот спроводник образуваат контура. Вкупната активна отпорност на водот е сума на активните отпорности на фазниот и неутралниот спроводник, т.е.

$$R_{\text{вод}} = R_{\text{фазен}} + R_{\text{неутрален}}. \quad (4.18)$$

По правило, монофазните водови се градат со еднакви параметри на фазниот и неутралниот спроводник. Во таквите случаи, ако со  $r$  се означи активната отпорност на фазниот/неутралниот спроводник по единица должина, а со  $l$  се означи должината на водот, од равенката (4.18) следува:

$$R_{\text{вод}} = 2 \cdot r \cdot l. \quad (4.19)$$



Освен тоа, коефициентот на самоиндукција на еден монофазен надземен вод е двапати поголем од коефициентот на самоиндукција на еден трифазен вод. Претходното важи доколку должините на двата вода се еднакви и доколку растојанието помеѓу секој пар спроводници на трифазниот вод е еднакво со растојанието помеѓу двата спроводника на монофазниот вод. Значи, може да се напише:

$$X_{\text{моноф.вод}} = 2 \cdot X_{\text{трифаз.вод}} = 2 \cdot x \cdot l, \quad (4.20)$$

каде што со  $x$  е означена реактанцијата на соодветниот трифазен вод по единица негова должина. Исто така, равенката (4.20) важи и за кабелските водови.

Така, со постапка аналогна на таа од потпоглавјето 4.3, за процентуалната загуба на напонот на монофазен вод се добива:

$$\Delta u = \frac{200 \cdot \rho}{U_{\text{фаз.}}^2} \cdot \frac{P \cdot l}{S} \left( 1 + \frac{x}{r} \cdot \text{tg} \varphi \right). \quad (4.21)$$

каде што е:

$U_{\text{фаз.}}$  - номинална вредност на фазниот напон,

$\rho$  - специфична отпорност на материјалот од кој се направени фазниот и неутралниот спроводник,

$P$  - активна моќност на крајот на монофазниот вод,

$l$  - должина на монофазниот вод,

$S$  - плоштина на напречниот пресек на фазниот/неутралниот спроводник,

$x$  - реактанција на соодветниот трифазен вод по единица од негова должина,

$r$  - активна отпорност на фазниот/неутралниот спроводник по единица негова должина.

Ако се воведе:

$$K_{\phi} = \frac{U_{\text{фаз.}}^2}{200 \cdot \rho}, \quad (4.22)$$

равенката (4.21) може да се напише во вид:

$$\Delta u = \frac{P \cdot l}{K_{\phi} \cdot S} \left( 1 + \frac{x}{r} \cdot \text{tg} \varphi \right). \quad (4.23)$$

Кога се работи за монофазни водови со номинален фазен напон 220 V или 230 V и со спроводници од бакар или алуминиум, со помош на равенката (4.22) се добиваат вредности на коефициентот  $K_{\phi}$  прикажани во табелата 4.2. И за тие вредности може да се даде истиот коментар што беше даден за вредностите наведени во табелата 4.1.

Ако во равенката (4.23) вториот член во заградата е многу помал од единица (што е најчест случај кај монофазните водови), таа равенка се упрости и го добива обликот:

$$\Delta u = \frac{P \cdot l}{K_{\phi} \cdot S}. \quad (4.24)$$

Кога се пресметува вкупна загуба на напонот за неколку на ред врзани монофазни водови, резултантната загуба на напонот пак може да се добие по пат на собирање на загубите на напонот, пресметани одделно за секој од водовите.

Табела 4.2. Вредности на коефициентот  $K_{\phi}$

Материјал	Вредност на коефициентот $K_{\phi}$ kW·m/mm <sup>2</sup>			
	Температура на средината			
	20°C		30°C	
	Номинален фазен напон 220 V	230 V	Номинален фазен напон 220 V	230 V
Бакар	13,2	14,5	12,7	14
Алуминиум	8	8,8	7,7	8,5

При пресметувањето на вредностите на коефициентите  $K$  и  $K_{\phi}$ , кои се прикажани во табелите 4.1 и 4.2, е земено дека при температурата од 20°C вредностите на специфичните отпорности за бакар и алуминиум се:

$$\rho_{Cu} = 0,0183 \Omega \cdot m/mm^2 \quad \text{и} \quad \rho_{Al} = 0,0300 \Omega \cdot m/mm^2.$$

При температура  $t$  специфичната отпорност се пресметува со равенката:

$$\rho_{t^{\circ}C} = \rho_{20^{\circ}C} [1 + \alpha \cdot (t - 20)]. \quad (4.25)$$

Во равенката (4.25) со  $\alpha$  е означен коефициентот на промена на активната отпорност со температурата. Во истата равенка  $t$  треба да биде изразено во Целзиусови степени. Вредностите на коефициентот на промена на активната отпорност со температурата се:

$$\alpha_{Cu} = 0,00393 \text{ 1/}^{\circ}\text{C} \quad (4.26)$$

$$\alpha_{Al} = 0,00403 \text{ 1/}^{\circ}\text{C}. \quad (4.27)$$

Користејќи ги вредностите (4.26) и (4.27), со помош на равенката (4.25) може да се пресмета дека при промена на температурата од 20°C на 30°C специфичната отпорност се менува за околу 4%. Таа промена е причина и за промената на коефициентите  $K$  и  $K_{\phi}$ , како што е прикажано во табелите 4.1 и 4.2. Тоа е релативно мала промена. Ако се земе предвид дека во практиката ретко можат да се обезбедат влезни податоци со помала грешка од 4%, сосема е разбирливо дека не е рационално

да се инсистира на многу прецизно определување на вистинската температура на спроводниците, односно на определување на нивната активна отпорност при таа температура, бидејќи за постигнување на тоа треба да се направи многу, а тешко може да се тврди дека ползата ќе биде видлива, освен во случаите кога температурата е за повеќе од 20°C повисока од таа со која сме сметале. Во таа смисла, во практичните пресметки обично не се зема предвид ни влијанието на температурата врз односот  $r/x$  што фигурира во равенките (4.14) и (4.23).

Ако не се располага со податоците за активните отпорности на спроводниците, доволно приближни вредности можат да се добијат од равенките:

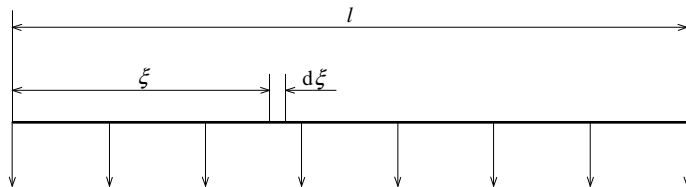
$$R_{\text{Cu}} = \frac{18,3}{S} \quad (4.28)$$

$$R_{\text{Al}} = \frac{30}{S}. \quad (4.29)$$

Во равенките (4.28) и (4.29) со  $S$  е означен напречниот пресек на спроводникот во  $\text{mm}^2$ , а резултатот се добива во  $\Omega/\text{km}$  и се однесува на температурата од 20°C.

#### 4.5. Трифазен урамнотезен вод со рамномерно распределено оптоварување

Набљудуваме трифазен урамнотезен вод. Должината на водот нека е  $l$ . Од водот се напојуваат електрични приемници/потрошувачи така што активното и реактивното оптоварување на водот се рамномерно распределени по неговата должина (слика 4.3). Активното оптоварување по единица должина на водот нека е  $p$ , а реактивното  $q$ . Претпоставуваме дека се работи за вод кај кој напречната адмитанција може да се занемари.



Слика 4.3. Вод со рамномерно распределено оптоварување

Загубата на напонот на целиот вод ќе ја пресметаме со суперпозиција на загубите на напонот во одделни негови елементи. Елементот  $d\xi$  што е на растојание  $\xi$  од почетокот на водот е оптоварен со активно оптоварување  $p \cdot (l - \xi)$  и реактивно оптоварување  $q \cdot (l - \xi)$ . Активната отпорност на елементот е  $r \cdot d\xi$ , а реактивната  $x \cdot d\xi$ . Според тоа, користејќи ја равенката (4.9), за процентуалната загуба на напонот во елементот  $d\xi$ , добиваме:

$$d(\Delta u) = \frac{100}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot (p \cdot r + q \cdot x) \cdot (l - \xi) \cdot d\xi \quad (4.30)$$

и за процентуалната загуба на напонот на целиот вод следува:

$$\Delta u = \frac{100}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot (p \cdot r + q \cdot x) \cdot \int_0^l (l - \xi) \cdot d\xi = \frac{100 \cdot p \cdot r}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot \left( 1 + \frac{x}{r} \cdot \frac{q}{p} \right) \cdot \frac{l^2}{2}. \quad (4.31)$$

Ако во равенката (4.31) се воведат:

$$R = r \cdot l, \quad P = p \cdot l, \quad Q = q \cdot l \quad \text{и} \quad \frac{Q}{P} = \frac{q}{p} = \text{tg} \varphi,$$

ќе се добие:

$$\Delta u = \frac{100}{2 \cdot U_{\text{ном.}}^2} \cdot (P \cdot R + Q \cdot X) = \frac{100 \cdot P \cdot R}{2 \cdot U_{\text{ном.}}^2} \cdot \left( 1 + \frac{x}{r} \cdot \text{tg} \varphi \right). \quad (4.32)$$

По воведувањето на  $K$ , дефинирано со равенката (4.13), равенката (4.32) го добива обликот:

$$\Delta u = \frac{P \cdot l}{2 \cdot K \cdot S} \cdot \left( 1 + \frac{x}{r} \cdot \text{tg} \varphi \right). \quad (4.33)$$

Со споредување на равенките (4.11) и (4.32), односно (4.14) и (4.33), може да се заклучи дека при еднакви параметри по единица должина, еднакви должини и еднакви вкупни оптоварувања, вод со рамномерно распределено активно и реактивно оптоварување има два пати помала загуба на напон отколку вод со концентрирано оптоварување на крајот.

## 4.6. Трифазен урамнотежен вод со линеарно растечка распределба на оптоварувањето

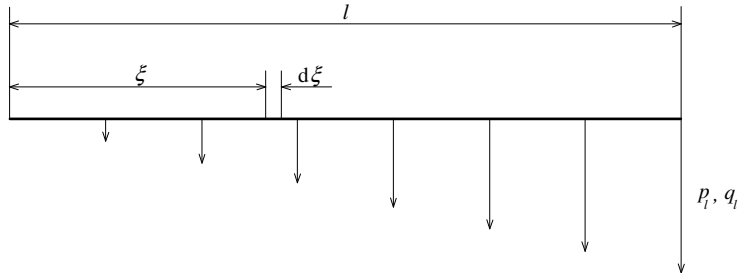
Набљудуваме трифазен урамнотежен вод со вкупна должина  $l$ . Од водот се напојуваат електрични приемници/потрошувачи и нивната моќност по единица должина на водот е правопрпорционална на растојанието од почетокот на водот. Така, на растојанието  $\xi$  од почетокот на водот (слика 4.4), активното оптоварување по единица на неговата должина, изнесува:

$$P_\xi = P_l \cdot \frac{\xi}{l},$$

а реактивното:

$$q_{\xi} = q_l \cdot \frac{\xi}{l},$$

каде што  $p_l$  и  $q_l$  се константи.



Слика 4.4. Вод со линеарно растечка распределба на оптоварување

Елементот  $d\xi$ , што се наоѓа на растојание  $\xi$  од почетокот на водот (слика 4.4), е оптоварен со вкупна активна моќност:

$$P_{\xi} = \int_{\xi}^l p_{\xi} \cdot d\xi = \frac{p_l}{2 \cdot l} \cdot (l^2 - \xi^2). \quad (4.34)$$

Аналогно, за реактивната моќност се добива:

$$Q_{\xi} = \int_{\xi}^l q_{\xi} \cdot d\xi = \frac{q_l}{2 \cdot l} \cdot (l^2 - \xi^2). \quad (4.35)$$

Според равенката (4.9) за процентуалната загуба на напонот во елементот  $d\xi$  може да се напише:

$$d(\Delta u) = \frac{100}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot (P_{\xi} \cdot r \cdot d\xi + Q_{\xi} \cdot x \cdot d\xi). \quad (4.36)$$

Имајќи ги предвид равенките (4.34) и (4.35), од равенката (4.36) следува:

$$\Delta u = \frac{100}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot \int_0^l \left[ \frac{p_l}{2 \cdot l} \cdot (l^2 - \xi^2) \cdot r \cdot d\xi + \frac{q_l}{2 \cdot l} \cdot (l^2 - \xi^2) \cdot x \cdot d\xi \right],$$

т.е.

$$\Delta u = \frac{100}{3 \cdot U_{\text{ном.}}^2} \cdot (p_l \cdot r + q_l \cdot x) \cdot l^2. \quad (4.37)$$

Од равенката (4.34) за вкупното активно оптоварување на водот се добива:

$$P = \frac{p_l \cdot l}{2}, \quad (4.38)$$

а од равенката (4.35) за вкупното реактивно оптоварување на водот се добива:

$$Q = \frac{q_l \cdot l}{2}. \quad (4.39)$$

Уважувајќи ги равенките (4.38) и (4.39) и означувајќи ја со  $R$  вкупната активна отпорност на водот, а со  $X$  неговата вкупна реактивна отпорност, равенката (4.37) може да се напише во вид:

$$\Delta u = \frac{2}{3} \cdot \frac{100}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot (P \cdot R + Q \cdot X) = \frac{2}{3} \cdot \frac{100 \cdot P \cdot R}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot \left(1 + \frac{x}{r} \cdot \text{tg} \varphi\right). \quad (4.40)$$

Со споредување на равенките (4.11) и (4.40) може да се заклучи дека при еднакви должини, еднакви активни и реактивни отпорности и еднакви вкупни активни и реактивни оптоварувања загубата на напонот во водот со линеарно растечка распределба на оптоварувањето изнесува 2/3 од загубата на напонот во водот со концентрирано оптоварување на крајот.

## 4.7. Примери

### Пример 4.7.1

Номиналниот напон на еден трифазен урамнотежен вод е 35 kV. Водот е долг 30 km. Спроводниците на водот се јажиња од алуминиум-челик со номинален напречен пресек на алуминиумот од 95 mm<sup>2</sup> и челикот од 15 mm<sup>2</sup>. На крајот на водот е приклучен трифазен урамнотежен потрошувач со активна моќност 5 MW и реактивна моќност 2 Mvar. Колкава е загубата на напонот во водот?

Решение:

Податоците за активната и реактивна отпорност на водот, како и податокот за неговата генерирана реактивна моќност, ги земаме од табелата П.11. Тие податоци се:

$$r = 0,3058 \Omega/\text{km}, \quad x = 0,38 \Omega / \text{km}, \quad q_{\text{вод}} = 3,53 \text{ kvar/km}.$$

Бидејќи е:

$$\frac{Q_{\text{вод}}}{2} = \frac{q_{\text{вод}} \cdot l}{2} = \frac{3,53 \cdot 30}{2} = 52,95 \text{ kvar} \text{ и } Q_2 = 2000 \text{ kvar},$$

очигледно е дека релацијата (4.8) е задоволена и оправдано е загубата на напонот да се пресметува со занемарување на  $Q_{\text{вод}}$ . Со тоа, од равенката (4.7), за бараната загуба на напонот добиваме:

$$\Delta u = \frac{100}{35^2} \cdot (5 \cdot 0,3058 + 2 \cdot 0,38) \cdot 30 = 5,61\%$$

### Пример 4.7.2

Три кабли од типот ХНР 48-А 1×185 12/20 kV припаѓаат на ист трифазен вод со номинален напон 20 kV. Каблите се поставени во земја и лежат во иста хоризонтална рамнина. Растојанието помеѓу обвивките на соседните кабли е еднакво на надворешниот дијаметар на еден од каблите. Должината на водот е 9 km. Водот е оптоварен само на својот крај. Оптоварувањето е урамнотежено и изнесува 4 MW и 500 kvar. Колкава е загубата на напонот во водот?

Решение:

Од табелата П.16 за карактеристичните параметри на овој вод следува:

$$r = 0,164 \text{ } \Omega/\text{km}, \quad x = 0,123 \text{ } \Omega/\text{km}, \quad c_{\text{пог.}} = 0,267 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}.$$

Реактивната моќност што ја генерира водот е:

$$Q_{\text{вод}} = q_{\text{вод}} \cdot l = \omega \cdot c_{\text{пог.}} \cdot U^2 \cdot l = 2 \cdot 50 \cdot \pi \cdot 0,267 \cdot 10^{-6} \cdot 20^2 \cdot 10^6 \cdot 9 = 302 \text{ kvar}.$$

Заменувајќи ги познатите вредности во равенката (4.7), за бараната загуба на напонот добиваме:

$$\Delta u = \frac{100}{20^2} \cdot \left[ 4 \cdot 0,164 + \left( 0,5 - \frac{0,302}{2} \right) \cdot 0,123 \right] \cdot 9 = 1,57\%.$$

### Пример 4.7.3

Трифазен електромотор се напојува од урамнотежена трифазна мрежа со номинален напон 400 V. Напојувањето е преку кабел долг 200 m, поставен во земја. Ознаката на кабелот е ХР 00 3×185+95 0,6/1 kV. Електромоторот ги има следниве параметри:

- номинална моќност 110 kW;
- номинален коефициент на полезно дејство 0,93;
- номинален фактор на моќност 0,83;
- номинален напон 400 V.

Да се пресмета загубата на напонот во кабелот.

Решение:

Од табелата П.12 за дадениот кабел следува:

$$r = 0,0991 \text{ } \Omega/\text{km}, \quad x = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,000222 = 0,0697 \text{ } \Omega/\text{km}.$$

Активната моќност на крајот на водот е:

$$P = \frac{P_{\text{ном.}}}{\eta_{\text{ном.}}}$$

Факторот на реактивната моќност изнесува:

$$\text{tg}\varphi = \text{tg}(\arccos\varphi) = \text{tg}(\arccos 0,83) = 0,6720.$$

Бидејќи е:

$$\frac{x}{r} \cdot \text{tg}\varphi = \frac{0,0697}{0,0991} \cdot 0,672 = 0,4726,$$

тој член не е многу помал од единица и за пресметка на загубата на напонот треба да се користи равенката (4.14), а не упростената равенката (4.16).

Освен тоа, за овој случај, од табелата 4.1 соодветствува  $K = 84$ . Така, со помош на равенката (4.14), за бараната загуба на напонот пресметуваме:

$$\Delta u = \frac{110 \cdot 200}{0,93 \cdot 84 \cdot 185} \cdot (1 + 0,4726) = 2,24\%.$$

#### **Пример 4.7.4**

Три светилки се напојуваат преку кабел чија ознака е PP 00-Y 3×2,5 0,6/1 kV. Должината на кабелот од разводната табла до првата светилка е 40 m. Помеѓу првата и втората светилка, како и помеѓу втората и третата светилка, кабелот е долг по 30 m. Номиналниот фазен напон изнесува 230 V. Во првата светилка е инсталирана сијалица со моќност 700 W. Во втората светилка е инсталирана сијалица со моќност 400 W. Во третата светилка е инсталирана сијалица со моќност 250 W. Да се пресмета загубата на напонот кај третата светилка, ако температурата на средината е 30°C.

**Решение:**

Во случајов шемата на напојувањето е како на сликата 4.2. Бидејќи се работи за мали пресеци, пресметката на загубата на напонот се изведува со помош на равенката (4.24). Со помош на таа равенка за загубата на напонот кај првата светилка може да се напише:

$$\Delta u_1 = \frac{(0,700 + 0,400 + 0,250) \cdot 40}{14 \cdot 2,5}.$$

Аналогно, за загубата на напонот на водот помеѓу првата и втората светилка следува:

$$\Delta u_2 = \frac{(0,400 + 0,250) \cdot 30}{14 \cdot 2,5},$$

а загубата на напонот на водот помеѓу втората и третата светилка е:



$$\Delta u_3 = \frac{0,250 \cdot 30}{14 \cdot 2,5}.$$

Со тоа за загубата на крајот на кабелот се добива:

$$\begin{aligned} \Delta u &= \Delta u_1 + \Delta u_2 + \Delta u_3 = \\ &= \frac{(0,700 + 0,400 + 0,250) \cdot 40 + (0,400 + 0,250) \cdot 30 + 0,250 \cdot 30}{14 \cdot 2,5} = 2,31\%. \end{aligned}$$

Честопати е попрктично претходното да се пресмета на следниов начин:

$$\Delta u = \frac{0,700 \cdot 40 + 0,400 \cdot (40 + 30) + 0,250 \cdot (40 + 30 + 30)}{14 \cdot 2,5} = 2,31\%.$$

### Пример 4.7.5

Урамнотежен трифазен нисконапонски вод се напојува од трифазна урамнотежена мрежа со номинален напон 400 V. Водот е кабелски. Кабелот е долг 250 m и поставен е во воздух со температура 30°C. Водот е рамномерно оптоварен по својата должина. Специфичното активно оптоварување на водот изнесува 600 W/m, а реактивното 200 var/m. Колкава е загубата на напонот во водот ако тој е изведен со кабел чија ознака е XP 00-A 3×150+70 0,6/1 kV?

Решение:

Вкупното активно оптоварување на водот изнесува:

$$P = p \cdot l = 600 \cdot 250 = 150 \text{ kW},$$

а факторот на реактивната моќност е:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{q}{p} = \frac{200}{600} = \frac{1}{3}.$$

Од друга страна, од табелата П.12 за дадениот кабел следува:

$$r = 0,206 \text{ } \Omega/\text{km}, \quad x = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,000221 = 0,0694 \text{ } \Omega/\text{km}.$$

За овој случај од табелата 4.1 следува  $K = 51$ . Со тоа, од равенката (4.33), за бараната загуба на напонот се добива:

$$\Delta u = \frac{150 \cdot 250}{2 \cdot 51 \cdot 150} \left( 1 + \frac{0,0694}{0,206} \cdot \frac{1}{3} \right) = 2,73\%.$$

## 4.8. Задачи

- 4.8.1. Среднонапонски вод е изграден со кабел од типот IPO 13 3×150 6/10 kV. Номиналниот напон на водот е 10 kV. Должината на водот е 10 km. Оптоварувањето на водот е трифазно урамнотежено. Колкава е загубата на напонот во водот ако тој на својот крај предава активна моќност 2 MW и реактивна моќност 700 kvar?
- 4.8.2. Три кабли од типот ХНР 48-А 1×150 12/20 kV припаѓаат на ист трифазен вод, долг 10 km. Номинален напон на водот е 20 kV. Каблите се поставени во земја и лежат во иста хоризонтална рамнина. Растојанието помеѓу обвивките на соседните кабли е еднакво на надворешниот дијаметар на еден од каблите. Колкава е загубата на напонот во водот, ако оптоварувањето на неговиот крај е трифазно урамнотежено и изнесува 4 MW и 1,3 Mvar?
- 4.8.3. Три кабли од типот ХНР 48-А 1×150 20/35 kV припаѓаат на ист трифазен вод. Номиналниот напон на водот изнесува 35 kV. Каблите се поставени во земја, лежат во иста хоризонтална рамнина, а растојанието меѓу обвивките на соседните кабли е еднакво на надворешниот дијаметар на еден од каблите. Должината на водот е 9 km. Да се смета дека редната реактивната отпорност на водот е  $0,181 \Omega/\text{km}$  и дека напречната susceptанција е  $68,8 \mu\text{S}/\text{km}$ . Оптоварувањето на водот е трифазно урамнотежено. Колкава е загубата на напонот во водот ако тој на својот крај предава активна моќност 7 MW и реактивна моќност 2 Mvar?
- 4.8.4. Од мрежа со номинален напон 400 V преку кабел со ознаката PP 00-Y 4×4 0,6/1 kV се напојува трифазен асинхрон мотор. Параметрите на моторот се: номинална моќност 4 kW, номинален напон 400 V, номинален коефициент на полезно дејство 0,86 и номинален фактор на моќност 0,89. Кабелот е долг 100 m и е поставен на сид. Колкава е загубата на напонот во кабелот?
- 4.8.5. Преку кабел со ознаката XP 00-YA 3×240+120 0,6/1 kV од мрежа со номинален напон 400 V се напојува трифазен асинхрон мотор со следниве параметри: номинална моќност 55 kW, номинален напон 400 V, номинален коефициент на полезно дејство 0,9 и номинален фактор на моќност 0,76. Кабелот е долг 250 m и е поставен во земја. Да се пресмета загубата на напонот во кабелот.
- 4.8.6. Три еднакви трифазни асинхрони мотори се напојуваат преку кабел со ознаката PP 00-YA 4×6 0,6/1 kV. Напојувањето е од мрежа чиј номинален напон е 400 V. Должината на кабелот помеѓу разводната табла и првиот електромотор е 40 m, помеѓу првиот и вториот електромотор е 20 m и помеѓу вториот и третиот електромотор е 10 m. Секој од електромоторите е со следниве номинални параметри: моќност 4 kW, напон 400 V, коефициент на полезно дејство 0,86 и фактор на моќност 0,84. Електромоторите се номинално оптоварени и работат едновременно. Колкава е загубата на напонот кај третиот електромотор?
- 4.8.7. Набљудуваме погон со трифазно урамнотежено оптоварување. Врвното оптоварување на погонот изнесува 86 kW. Факторот на моќност при врвното

оптоварување е 0,85. Погонот се напојува преку кабел со ознаката XP 00 3×185+95 0,6/1 kV. Кабелот е долг 200 m и е поставен во земја. Приклучен е на трифазна урамнотежена мрежа со номинален напон 400 V. Колкава е загубата на напонот во кабелот при врвното оптоварување на погонот?

- 4.8.8. Трифазен асинхрон мотор ги има следниве номинални параметри: моќност 90 kW, напон 380 V, коефициент на полезно дејство 0,92 и фактор на моќност 0,76. Преку кабел од типот XP 00-YA 3×50+25 0,6/1 kV моторот се напојува од мрежа со номинален напон 380 V. Колкава треба да биде должината на кабелот за загубата на напонот во него да не биде поголема од 5%?
- 4.8.9. Монофазен рефлектор со моќност 1000 W се напојува преку изолиран спроводник со ознаката PP-Y 3×2,5 380 V. Напојувањето е од мрежа со номинален напон 230 V. Колкава треба да биде должината на спроводникот за загубата на напонот во него да не биде поголема од 3%?
- 4.8.10. Од мрежа со номинален напон 220 V пет еднакви светилки се напојуваат преку ист изолиран спроводник. Ознаката на спроводникот е PP/R-Y 3×1,5 380 V. Должината на спроводникот од разводната табла до првата светилка е 20 m, а помеѓу соседните светилки е по 10 m. Во секоја од светилките е инсталирана по една сијалица со номинална моќност 150 W и номинален напон 220 V. Да се пресмета процентуалната загуба на напонот кај последната светилка.
- 4.8.11. Од мрежа со номинален напон 230 V преку кабел со ознаката PP 00-YA 3×6 0,6/1 kV се напојуваат три светилки со по две живини сијалици. Секоја од сијалиците е со номинална моќност 250 W и номинален напон 230 V. Кабелот е поставен во земја, на длабочина 0,7 m. Должината на кабелот помеѓу разводната табла и првата светилка е 20 m, помеѓу првата и втората светилка 30 m и помеѓу втората и третата светилка 30 m. Колкава е процентуалната загуба на напонот во целиот кабел?
- 4.8.12. Урамнотежен трифазен надземен вод е рамномерно оптоварен по својата должина. Водот е долг 350 m. Спроводниците на водот се од алуминиум со номинален напречен пресек од 50 mm<sup>2</sup>. Водот се напојува од трифазна урамнотежена мрежа. Номиналниот напон на мрежата и на водот е 400 V. Специфичното активно оптоварување на водот изнесува 300 W/m, а неговото специфично реактивно оптоварување изнесува 120 var/m. Да се пресмета загубата на напонот во водот.
- 4.8.13. Урамнотежен трифазен вод е рамномерно оптоварен по својата должина. Водот е изведен со самоносив кабелски сноп. Спроводниците се од алуминиум со плоштина на напречниот пресек од 70 mm<sup>2</sup>. Специфичното оптоварување на водот е чисто активно и изнесува 350 W/m. Водот се напојува од трифазна урамнотежена мрежа. Номиналниот напон на мрежата и на водот е 400 V. Загубата на напонот во водот изнесува 2%. Колкава е должината на водот?

## 5. ВРСКА ПОМЕЃУ ПРОЦЕНТУАЛНИТЕ ЗАГУБИ НА АКТИВНАТА МОЌНОСТ И НАПОНОТ

### 5.1. Трифазен урамнотежен вод оптоварен само на крајот

Разгледувањата во ова поглавје се однесуваат само на електроенергетските водови чија генерирана реактивна моќност може да се занемари.

Нека еден трифазен урамнотежен дистрибутивен вод е оптоварен само на својот крај. Активното оптоварување на водот нека е  $P$ , а реактивното  $Q$ . Во тој случај за загубата на активната моќност во водот може да се напише:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I^2 = R \cdot \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном.}}^2} = \frac{P^2 \cdot R}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi). \quad (5.1)$$

Од равенката (5.1) за процентуалната загуба на активната моќност следува:

$$\Delta p = 100 \cdot \frac{\Delta P}{P} = \frac{100 \cdot P \cdot R}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi). \quad (5.2)$$

Претходно, во поглавјето 4, за трифазен урамнотежен вод оптоварен само на крајот беше определена загубата на напонот. Таа е изразена со равенката (4.11). Од равенките (5.2) и (4.11) следува:

$$\frac{\Delta p}{\Delta u} = \frac{1 + \text{tg}^2 \varphi}{1 + \frac{x}{r} \cdot \text{tg} \varphi}. \quad (5.3)$$

Равенката (5.3) дава можност лесно да се определи загубата на активната моќност во случаите кога е позната загубата на напонот, факторот на моќност на крајот на водот и односот помеѓу редната реактивна и активна отпорност на водот.

### 5.2. Трифазен урамнотежен вод со рамномерно распределено оптоварување

Набљудуваме трифазен урамнотежен дистрибутивен вод чија попречна адмитанција може да се занемари. Должината на водот нека е  $l$ . Од водот се напојуваат електрични приемници/потрошувачи што се рамномерно распределени по должината на водот. Нивните оптоварувања по единица должина на водот нека се  $p$  и  $q$ , за активната и реактивната моќност соодветно.

Елементот на водот,  $d\xi$ , што се наоѓа на растојание  $\xi$  од почетокот на водот (слика 4.3) е оптоварен со активна моќност  $p \cdot (l - \xi)$  и реактивна моќност  $q \cdot (l - \xi)$ . Ако со  $I_\xi$  се означи интензитетот на фазната струја во елементот  $d\xi$ , за квадратот на таа струја може да се напише:

$$I_{\xi}^2 = \frac{p^2 \cdot (l - \xi)^2 + q^2 \cdot (l - \xi)^2}{3 \cdot U_{\text{ном.}}^2}. \quad (5.4)$$

Притоа во равенката (5.4) е земено предвид дека напонот на било кое место на водот малку се разликува од номиналниот.

Загубата на активната моќност во овој вод ќе ја пресметаме како сума од загубите во одделни негови елементи. Користејќи ја равенката (5.4), за загубата на активната моќност во елементот  $d\xi$  следува:

$$d(\Delta P) = 3 \cdot r \cdot d\xi \cdot I_{\xi}^2 = r \cdot \frac{p^2 + q^2}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot (l - \xi)^2 \cdot d\xi. \quad (5.5)$$

Загубата на активната моќност во целиот вод е:

$$\Delta P = r \cdot \frac{p^2 + q^2}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot \int_0^l (l - \xi)^2 \cdot d\xi = r \cdot \frac{p^2 + q^2}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot \frac{l^3}{3}. \quad (5.6)$$

Уважувајќи дека е:  $R=r \cdot l$ ,  $P=p \cdot l$ ,  $Q=q \cdot l$  и  $Q/P=q/p=\text{tg } \varphi$ , равенката (5.6) може да се напише во вид:

$$\Delta P = \frac{P^2 \cdot R}{3 \cdot U_{\text{ном.}}^2} \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi). \quad (5.7)$$

Од равенката (5.7) за процентуалната загуба на активната моќност во водот добиваме:

$$\Delta p = \frac{100 \cdot P \cdot R}{3 \cdot U_{\text{ном.}}^2} \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi). \quad (5.8)$$

Врз основа на равенките (5.8) и (4.32) за односот помеѓу процентуалната загуба на активната моќност и процентуалната загуба на напонот, за вод со рамномерно оптоварување, добиваме:

$$\frac{\Delta p}{\Delta u} = \frac{2}{3} \cdot \frac{1 + \text{tg}^2 \varphi}{1 + \frac{x}{r} \cdot \text{tg} \varphi}. \quad (5.9)$$

### 5.3. Трифазен урамнотезен вод со линеарно растечка распределба на оптоварување

Набљудуваме трифазен урамнотезен вод со вкупна должина  $l$ . Преку водот се напојуваат повеќе електрични приемници/потрошувачи кои не се рамномерно распределени по должината на водот. Нивната моќност по единица должина на водот

е право пропорционална на растојанието од почетокот на водот. Така, на растојанието  $\xi$  од почетокот на водот (слика 4.4) за активното и реактивното оптоварување на електричните приемници/потрошувачи по единица должина на водот може да се напише:

$$p_{\xi} = \frac{p_1}{l} \cdot \xi$$

$$q_{\xi} = \frac{q_1}{l} \cdot \xi.$$

На растојание  $\xi$  од почетокот на водот квадратот на модулот на струјата во фазниот спроводник е:

$$I_{\xi}^2 = \frac{P_{\xi}^2 + Q_{\xi}^2}{3 \cdot U_{\text{ном.}}^2}. \quad (5.10)$$

Ако во равенката (5.10) се заменат изразите за активната и реактивната моќност од равенките (4.34) и (4.35), ќе се добие:

$$I_{\xi}^2 = \frac{l^2}{12 \cdot U_{\text{ном.}}^2} \cdot (p_1^2 + q_1^2) \cdot \left(1 - \frac{\xi^2}{l^2}\right)^2. \quad (5.11)$$

Ако со  $I_0^2$  го означиме квадратот на модулот на фазната струја на почетокот на водот, од равенката (5.11) за  $\xi = 0$ , следува:

$$I_0^2 = \frac{(p_1^2 + q_1^2) \cdot l^2}{12 \cdot U_{\text{ном.}}^2}. \quad (5.12)$$

Користејќи го изразот (5.12), равенката (5.11) може да се напише во вид:

$$I_{\xi}^2 = I_0^2 \cdot \left(1 - \frac{\xi^2}{l^2}\right)^2. \quad (5.13)$$

Имајќи ја предвид равенката (5.13), за загубата на активната моќност во елементот  $d\xi$  (слика 4.4) може да се напише:

$$d(\Delta P) = 3 \cdot r \cdot d\xi \cdot I_{\xi}^2 = 3 \cdot r \cdot I_0^2 \cdot \left(1 - \frac{\xi^2}{l^2}\right)^2 \cdot d\xi. \quad (5.14)$$

Од равенката (5.14) за вкупната загуба на активната моќност во водот следува:

$$\Delta P = 3 \cdot r \cdot I_0^2 \cdot \int_0^l \left(1 - \frac{\xi^2}{l^2}\right)^2 \cdot d\xi = \frac{8}{15} \cdot (3 \cdot r \cdot I_0^2 \cdot l) = 1,6 \cdot R \cdot I_0^2. \quad (5.15)$$

Вкупното активно оптоварување на водот ќе го означиме со  $P$ . Неговата вредност е определена со равенката (4.38). Вкупното реактивно оптоварување на водот ќе го означиме со  $Q$  и неговата вредност е определена со равенката (4.39). Имајќи го тоа предвид, од равенката (5.12) следува:

$$I_0^2 = \frac{P^2 + Q^2}{3 \cdot U_{\text{ном.}}^2}. \quad (5.16)$$

Со тоа равенката (5.15) може да се напише во вид:

$$\Delta P = \frac{8}{15} \cdot \frac{R \cdot (P^2 + Q^2)}{U_{\text{ном.}}^2} = \frac{8}{15} \cdot \frac{P^2 \cdot R}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi). \quad (5.17)$$

Од споредбата на равенката (5.1) со равенката (5.17) произлегува дека при еднакви должини, еднакви активни и реактивни отпорности и еднакви вкупни активни и реактивни оптоварувања, загубата на активната моќност во водот со линеарно растечка распределба на оптоварувањето изнесува 8/15 од загубата на активната моќност во водот со концентрирано оптоварување на крајот.

Од равенката (5.17) за процентуалната загуба на активната моќност следува:

$$\Delta p = \frac{800}{15} \cdot \frac{P \cdot R}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi). \quad (5.18)$$

Од равенките (5.18) и (4.40) за односот помеѓу процентуалната загуба на активната моќност и процентуалната загуба на напонот во вод со линеарно растечка распределба на оптоварувањето се добива:

$$\frac{\Delta p}{\Delta u} = \frac{4}{5} \cdot \frac{1 + \text{tg}^2 \varphi}{1 + \frac{x}{r} \cdot \text{tg} \varphi}. \quad (5.19)$$

## 5.4. Примери

### Пример 5.4.1.

Урамнотежен трифазен нисконапонски вод има спроводници од алуминиумско јаже со номинален напречен пресек 25 mm<sup>2</sup>. Водот е оптоварен само на крајот. Оптоварувањето е трифазно урамнотежено. Колку пати е поголема процентуалната загуба на активната моќност во водот од процентуалната загуба на напонот ако факторот на моќност на крајот на водот изнесува: а) 0,98; б) 0,96 и в) 0,90?

**Решение:**

Од табелата П.11 за дадениот вод следува дека е:

$$r = 1,1808 \text{ } \Omega/\text{km}, x = 0,34 \text{ } \Omega/\text{km}.$$

а) Со помош на равенката (5.3) се добива:

$$\frac{\Delta p}{\Delta u} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2(\arccos 0,98)}{1 + \frac{0,34}{1,1808} \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,98)} = \frac{1 + 0,203059^2}{1 + 0,287940 \cdot 0,203059} = 0,9837.$$

б) Во овој случај, користејќи ја равенката (5.3), добиваме:

$$\frac{\Delta p}{\Delta u} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2(\arccos 0,96)}{1 + \frac{0,34}{1,1808} \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,96)} = \frac{1 + 0,291667^2}{1 + 0,287940 \cdot 0,291667} = 1,0010.$$

в) Аналогно на претходните случаи, при фактор на моќност еднаков на 0,9 се добива:

$$\frac{\Delta p}{\Delta u} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2(\arccos 0,90)}{1 + \frac{0,34}{1,1808} \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,90)} = \frac{1 + 0,484322^2}{1 + 0,287940 \cdot 0,484322} = 1,0835.$$

## 5.5. Задачи

- 5.5.1. Нисконапонски надземен вод има спроводници од алуминиумско јаже со номинален напречен пресек  $50 \text{ mm}^2$ . Водот е трифазен, урамнотежен и оптоварен е само на крајот. Да се пресмета процентуалната загуба на активната моќност на водот ако процентуалната загуба на напонот изнесува 5% и ако факторот на моќност на крајот на водот е: а) 0,98; б) 0,90 и в) 0,86?
- 5.5.2. Самоносив кабелски сноп е со фазни спроводници од алуминиум со номинален напречен пресек  $50 \text{ mm}^2$  и  $x/r=0,213$ . Водот е рамномерно оптоварен по својата должина, а факторот на моќност е 0,95. Загубата на напонот во водот изнесува 4,5%. Колкава е процентуалната загуба на активната моќност?
- 5.5.3. Да се пресмета процентуалната загуба на активната моќност во водовите дадени во задачите: а) 4.8.7; б) 4.8.12 и в) 4.8.13.
- 5.5.4. Да се пресмета односот помеѓу процентуалниот износ на загубите на активната моќност и процентуалниот износ на загубите на напонот во водот: а) од примерот 4.7.3; б) од примерот 4.7.5.
- 5.5.5. Водот е со параметри како во задачата 5.5.1. Оптоварувањето на водот по единица негова должина е пропорционално на растојанието од неговиот почеток. Да се пресмета односот помеѓу пропорционалната загуба на активната моќност и пропорционалната загуба на напонот ако кај сите потрошувачи факторот на моќност изнесува: а) 0,8; б) 0,95.



## 6. ПРЕСМЕТКА НА КУСИТЕ ВРСКИ ВО НИСКОНАПОНСКИТЕ МРЕЖИ

### 6.1. Особености на пресметката

При пресметки на кусите врски во мрежите со номинален напон до 1000 V е вообичаено да се уважуваат некои особености на тие мрежи. Тука ќе бидат наведени поважните особености.

а) Активните отпорности на елементите од јамката на кусата врска играат значајна улога. Нивната сума може да биде дури поголема од сумата на соодветните индуктивни отпорности. Поради тоа активните отпорности на елементите на нисконапонските мрежи не треба да се занемаруваат.

б) Нисконапонските мрежи по правило се напојуваат преку трансформатори среден/низок напон, чија номинална моќност е релативно мала и неутралната точка на нисконапонската страна е директно заземјена. Ако моќноста на напојниот систем е најмалку 50 пати поголема од номиналната моќност на трансформаторот, вообичаено е да се занемари импеданцијата на напојниот систем. Во тој случај, при куса врска во нисконапонската мрежа, во колото на кусата врска нема временски менливи импеданции и ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на куса врска не се менува со времето.

При трифазна куса врска кај јазолот  $k$  ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на куса врска се определува според равенката:

$$I_{k(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(R_{kk}^{(1)}\right)^2 + \left(X_{kk}^{(1)}\right)^2}}, \quad (6.1)$$

каде што е:

$U$  - очекуваната ефективна вредност на меѓуфазниот напон, односно вредноста на тој напон на местото на грешката (т.е. кусата врска), непосредно пред нејзиното настанување; во случај да не се располага со посоодветни информации, може да се земе  $U=1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ ;

$R_{kk}^{(1)}$  - влезната активна отпорност на системот кај јазолот  $k$  за директниот редослед;

$X_{kk}^{(1)}$  - влезната реактивна отпорност на системот кај јазолот  $k$  за директниот редослед.

При определувањето на  $R_{kk}^{(1)}$  и  $X_{kk}^{(1)}$  се земаат предвид не само активните и реактивните отпорности на трансформаторите, каблите и надземните водови, туку и отпорностите на собирниците и струјните трансформатори, како и преодните отпорности на споевите (на шините, на апаратите и на местото на кусата врска).

Ако не се располага со соодветни податоци за вредноста на отпорот на спојните места, според [21] ориентационо може да се земе дека тој изнесува 0,015 до 0,030 mΩ. Помалата од наведените вредности се однесува на кусите врски на нисконапонската разводна табла кај трансформаторот среден/низок напон, а поголемата на кусите врски на разводните табли што се подалеку од трансформаторот среден/низок напон.

За да се провери дали одделни апарати или спроводници можат да задоволат во услови на куса врска, вообичаено е за проверката да се користи струјата на трифазната куса врска. Но, за проверка на осетливоста и селективноста на заштитата е потребно да се определат струите на двофазната и еднофазната куса врска.

Може да се смета дека во дистрибутивните електроенергетски мрежи импеданциите на мрежата за директниот и инверзниот редослед се еднакви. Во тие услови за ефективната вредност на струјата при двофазна куса врска може да се напише:

$$I_{k(2)} = \frac{U}{2 \cdot \sqrt{(R_{kk}^{(1)})^2 + (X_{kk}^{(1)})^2}},$$

од каде што, имајќи ја предвид равенката (6.1), следува:

$$I_{k(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k(3)} = 0,87 \cdot I_{k(3)}. \quad (6.2)$$

Ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на еднофазна куса врска се пресметува според формулата:

$$I_{k(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{\sqrt{(R_{kk}^{(0)} + 2 \cdot R_{kk}^{(1)})^2 + (X_{kk}^{(0)} + 2 \cdot X_{kk}^{(1)})^2}}, \quad (6.3)$$

каде што со горниот индекс (0) е означена припадноста кон нултиот редослед. Останатите ознаки се како во равенката (6.1).

Ако еден трифазен нисконапонски вод е со четири спроводници, тогаш приближно може да се земе [18]:

$$X_{\text{вод}}^{(0)} = 4 \cdot X_{\text{вод}}^{(1)} = 4 \cdot X_{\text{вод}}, \quad (6.4)$$

$$R_{\text{вод}}^{(0)} = R_{\text{вод}}^{(1)} + 3 \cdot R_{\text{неутр.}} = R_{\text{фазен}} + 3 \cdot R_{\text{неутр.}}, \quad (6.5)$$

каде што со  $R_{\text{неутр.}}$  е означена активната отпорност на неутралниот спроводник на водот, а со  $R_{\text{фазен}}$  е означена активната отпорност на фазниот спроводник на водот.

Трансформаторите среден/низок напон, со кои се напојуваат нисконапонските мрежи, најчесто имаат спрега триаголник–свезда или свезда–искршена свезда, при што неутралната точка на нисконапонската страна е директно заземјена. Во двата случаја заменската шема за нултиот редослед на трансформаторот е како на сликата 6.1. Но, во

секој од случаите активната и реактивната отпорност за нултиот редослед се пресметуваат на различни начини. За таа цел се користат равенките:

- при спрега на намотките звезда–искршена звезда

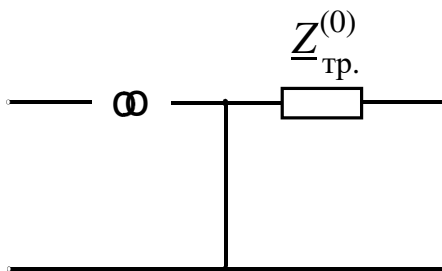
$$R_{\text{тр.}}^{(0)} = 0,5 \cdot R_{\text{тр.}}^{(1)} = 0,5 \cdot R_{\text{тр.}} \quad (6.6.a)$$

$$X_{\text{тр.}}^{(0)} = 0,1 \cdot X_{\text{тр.}}^{(1)} = 0,1 \cdot X_{\text{тр.}}; \quad (6.6.б)$$

- при спрега на намотките триаголник–звезда

$$R_{\text{тр.}}^{(0)} = R_{\text{тр.}}^{(1)} = R_{\text{тр.}} \quad (6.7.a)$$

$$X_{\text{тр.}}^{(0)} = X_{\text{тр.}}^{(1)} = X_{\text{тр.}}. \quad (6.7.б)$$



Слика 6.1. Заменска шема за нулти редослед на трансформатори среден/низок напон со спрега триаголник–звезда и заземјена неутрална точка

Согласно наведеното во почетокот на ова потпоглавје, при пресметка на струите на еднофазна куса врска во нисконапонските мрежи често се практикува да се занемаруваат активните и реактивните отпорности на среднонапонската и високонапонската мрежа, а да се уважуваат само активните и реактивните отпорности на трансформаторот среден/низок напон и на нисконапонските водови од тој трансформатор до местото на грешката. Во таков случај, имајќи ги предвид равенките (6.4), (6.5), (6.6) и (6.7), од равенката (6.3) следува:

$$I_{k(1)} = \frac{U_0}{\sqrt{\left(k_r \cdot R_{\text{тр.}} + \sum R_{\text{фазен}} + \sum R_{\text{неутр.}}\right)^2 + \left(k_x \cdot X_{\text{тр.}} + 2 \cdot \sum X_{\text{вод}}\right)^2}}, \quad (6.8)$$

каде што значењата на употребените ознаки се следниве:

$U_0$  - очекувана вредност на фазниот напон на местото на грешката пред нејзиното настанување;

$\sum R_{\text{фазен}}$  - сума на активните отпорности на фазните спроводници во колото на кусата врска;

$\Sigma R_{\text{неутр.}}$  - сума на активните отпорности на неутралните/заштитните спроводници во колото на кусата врска;

$k_T$  - константа чијашто вредност зависи од спрегата на трансформаторот; при спрега триаголник–свезда има вредност еднаква на единица, а при спрега звезда–искршена звезда има вредност еднаква на 5/6 или приближно 0,8333;

$k_X$  - константа чијашто вредност зависи од спрегата на трансформаторот; при спрега триаголник–свезда има вредност еднаква на единица, а при спрега звезда–искршена звезда има вредност еднаква на 0,7.

Доколку траењето на струјата на куса врска е подолго од три секунди, може да се земе предвид промената на активната отпорност на спроводниците поради нивното затоплување. Притоа процесот на затоплување се смета за адијабатски. Поради тоа најнапред се пресметува приближната вредност на струјата на кусата врска, без уважување на влијанието на затоплувањето. Со така пресметаната струја на куса врска се определува покачената вредност на активната отпорност ( $R'$ ) на секој од спроводниците, условена од постоењето на струјата на куса врска. За таа цел се користи формулата [20]:

$$R' = R \cdot \left[ 1 + \frac{m \cdot t \cdot I_k^2}{(1 + 0,004 \cdot \theta_0) \cdot S^2} \right], \quad (6.9)$$

каде што е:

$R$  - активна отпорност на спроводникот ( $\Omega$ ) при температурата  $\theta_0$ ;

$\theta_0$  - температура на спроводникот непосредно пред настанувањето на кусата врска ( $^{\circ}\text{C}$ );

$S$  - напречен пресек на спроводникот ( $\text{mm}^2$ );

$I_k$  - ефективна вредност на струјата на куса врска (kA), пресметана без уважување на промената на активната отпорност на спроводниците;

$m$  - коефициент чијашто вредност за бакар е еднаква на 22, а за алуминиум е еднаква на 5;

$t$  - време на траење на кусата врска, во секунди ( $t > 3\text{s}$ ).

Откако за секој спроводник од колото на кусата врска се пресмета коригираната вредност на неговата активна отпорност, се преминува на пресметка на коригираната вредност на струјата на кусата врска.

Моментната вредност на струјата на куса врска, во произволен момент на време, е еднаква на сумата на периодичната и аperiodичната компонента, т.е.

$$i_k(t) = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot \sin(\omega \cdot t + \theta - \varphi) + i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (6.10)$$

каде што е:

$I_k$  - ефективна вредност на периодичната компонента на струјата на куса врска;

$\omega$  - аглова брзина со која се менува наизменичната струја;

$\theta$  - фазен агол на изворот во моментот на настанувањето на кусата врска;

$\varphi$  - разлика помеѓу фазните агли на напонот на напојувањето и струјата во колото на кусата врска;

$t$  - време мерено од моментот на настанувањето на кусата врска;

$i_{a0}$  - вредност на аperiодичната компонента на струјата на кусата врска во моментот  $t = 0$ ;

$T_a$  - временска константа на колото на кусата врска, пресметана според равенката:

$$T_a = \frac{X_{kk}}{\omega \cdot R_{kk}}.$$

Големината на аperiодичната компонента на струјата на куса врска не е иста во сите три фазни спроводници. Нејзината почетна вредност зависи од моментот на настанувањето на кусата врска, како и од параметрите на режимот пред настанувањето на кусата врска.

Вообичаено е да се смета со најголемата можна вредност на  $i_{a0}$ , т.е.

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_k. \quad (6.11)$$

Најголемата можна моментна вредност на струјата на куса врска се нарекува *ударна струја*. Таа се определува со равенката:

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot I_k + i_{a0} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_a}}. \quad (6.12)$$

Уважувајќи го равенството (6.11), од равенката (6.12) следува:

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot k_{уд.} \cdot I_k, \quad (6.13)$$

каде што со  $k_{уд.}$  е означен *ударен коефициент* кој се пресметува според равенката:

$$k_{уд.} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{\pi R_{kk}}{X_{kk}}}. \quad (6.14)$$

Најголемата ефективна вредност на струјата на куса врска во првиот период од нејзиното настанување се пресметува според равенката [20]:

$$I_{уд.} = I_k \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд.} - 1)^2}. \quad (6.15)$$

Меѓутоа, ако вредноста на ударниот коефициент не е поголема од 1,3, поточна вредност за  $I_{уд.}$  се добива со помош на равенката [20]:

$$I_{уд.} = I_k \cdot \sqrt{1 + 50 \cdot T_a}. \quad (6.16)$$

## 6.2. Влијание на асинхроните мотори

Влијанието на асинхроните мотори се зема предвид кога тие непосредно се приклучени кон местото на кусата врска. Според [20], веднаш по настанувањето на кусата врска, ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на куса врска од еден асинхрон мотор се определува со равенката:

$$I_{k,m} = \frac{E_{0m}''}{\sqrt{(r_m + r_{\text{надв.}})^2 + (x_d'' + x_{\text{надв.}}'')^2}}, \quad (6.17)$$

каде што е:

- $E_{0m}''$  - фазна суптранзитентна електромоторна сила на моторот;
- $r_m, x_d''$  - активна отпорност и суптранзитентна индуктивна отпорност на моторот, соодветно;
- $r_{\text{надв.}}$  - сумарна активна отпорност на елементите од мрежата што се наоѓаат помеѓу моторот и местото на кусата врска;
- $x_{\text{надв.}}$  - сумарна реактивна отпорност на елементите од мрежата што се наоѓаат помеѓу моторот и местото на кусата врска.

Големината на  $E_{0m}''$  се пресметува со помош на равенката:

$$E_{0m}'' = \sqrt{(U_{\phi 0} \cdot \cos \varphi_0 - I_0 \cdot r_m)^2 + (U_{\phi 0} \cdot \sin \varphi_0 - I_0 \cdot x_d'')^2}. \quad (6.18)$$

Освен ознаките употребени во равенката (6.17), во равенката (6.18) се користат и други ознаки, чии значења се следниве:

- $U_{\phi 0}$  - ефективна вредност на фазниот напон непосредно пред настанувањето на кусата врска;
- $I_0$  - ефективна вредност на струјата во статорската намотка непосредно пред настанувањето на кусата врска;
- $\varphi_0$  - агол помеѓу напонот и струјата на статорот непосредно пред настанувањето на кусата врска.

Доколку не се располага со податоците потребни за пресметување на  $E_{0m}''$  според равенката (6.18), може да се користи сугестијата од [20], т.е. да се земе дека вредноста на  $E_{0m}''$  е еднаква на просечната вредност на фазниот напон помножена со 0,9.

Активната отпорност на моторот при куса врска е:

$$r_m = r_1 + \frac{r_2'}{C_2}, \quad (6.19)$$

каде што е:

$r_1$  - активна отпорност на статорската намотка;  
 $r'_2$  - активна отпорност на роторската намотка, сведена кон статорската;  
 $C_2 = 1,04$ .

Од друга страна е:

$$r'_2 = \frac{M_{\text{пушт.}} \cdot (P_{\text{ном.}} + \Delta P_{\text{мех.}}) \cdot C_2^2}{3 \cdot I_{\text{пушт.}}^2 \cdot (1 - s_{\text{ном.}}) \cdot I_{\text{ном.}}}, \quad (6.20)$$

каде што е:

$M_{\text{пушт.}}$  - момент на моторот при неговото пуштање во работа;  
 $I_{\text{пушт.}}$  - струја на моторот при неговото пуштање во работа;  
 $P_{\text{ном.}}$  - номинална моќност на моторот;  
 $M_{\text{ном.}}$  - номинален момент на моторот;  
 $\Delta P_{\text{мех.}}$  - моќност на механичките загуби во моторот;  
 $s_{\text{ном.}}$  - номинално лизгање на моторот.

Доколку не се располага со вистинската вредност на моќноста на механичките загуби во моторот, според [20] може да се земе дека тие изнесуваат еден процент од номиналната моќност на моторот.

Суптранзиентната индуктивна отпорност на асинхрон мотор се определува со равенката:

$$x_d'' = \sqrt{\left( \frac{U_{\text{ф.ном.}}}{I_{\text{пушт.}} \cdot I_{\text{ном.}}} \right)^2 - r_m^2}, \quad (6.21)$$

каде што со  $U_{\text{ф.ном.}}$  е означен номиналниот фазен напон на моторот.

Ударната струја на кусата врска од асинхрон мотор се пресметува според равенката:

$$i_{\text{уд.м.}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд.м.}} \cdot I_{k,\text{м.}}, \quad (6.22)$$

каде што со  $k_{\text{уд.м.}}$  е означен ударниот коефициент на моторот. Ако се дефинира пресметковна временска константа на периодичната компонента на струјата на статорот:

$$T_{\text{пр.}} = \frac{x_d'' + x_{\text{надв.}}}{\omega \cdot r'_2} \quad (6.23)$$

и временска константа на придушвањето на аperiодичната компонента на струјата на статорот:

$$T_{\text{а.м.}} = \frac{x_d'' + x_{\text{надв.}}}{\omega \cdot (r_1 + r_{\text{надв.}})},$$

за ударниот коефициент на моторот може да се напише:

$$k_{\text{уд.м.}} = e^{\frac{0,01}{T_{\text{пр.}}}} + e^{\frac{0,01}{T_{\text{ам.}}}} \quad (6.25)$$

Доколку не се располага со податоците што овозможуваат, со помош на равенката (6.17), да се пресмета струјата на куса врска на асинхрон мотор, во литературата [20] се сугерира да се земе:

$$I_{k,\text{м.}} = 4,5 \cdot I_{\text{ном.м.}} \quad (6.26)$$

$$i_{\text{уд.м.}} = 6,5 \cdot I_{\text{ном.м.}}, \quad (6.27)$$

каде што со  $I_{\text{ном.м.}}$  е означена номиналната струја на моторот. Во случај на повеќе асинхронни мотори, сумарната вредност на ударната струја на кусата врска (од мрежата и од асинхроните мотори) е:

$$i_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд.}} \cdot I_k + 6,5 \cdot \sum I_{\text{ном.м.}}, \quad (6.28)$$

каде што сумата се однесува на номиналните струи на сите мотори што се непосредно приклучени кон местото на кусата врска.

На крајот да забележиме дека влијанието на асинхроните мотори не се зема предвид кога се разгледуваат двофазните и еднофазните куси врски.

### 6.3. Примери

#### Пример 6.3.1

Од еден електроенергетски систем набљудуваме дел што е прикажан на сликата 6.2. Суптранзиентната моќност на трифазната куса врска на собирниците А е 5000 MVA. За елементите на системот се познати следниве податоци:

- номиналната моќност на трансформаторот со преносен однос 110/10,5 kV/kV (означен со T1) е 31,5 MVA;
- номиналниот напон на водот В1 е 10 kV, водот е изграден со кабел IPO 13-A 3×150 6/10 kV, долг 2 km и поставен во земја;
- номиналната моќност на трансформаторот со преносен однос 10/0,4 kV/kV (означен со T2) е 630 kVA;
- номиналниот напон на водот В2 е 380 V, водот е изграден со кабел XP 00 3×150+70 0,6/1 kV, долг 50 m;
- номиналните параметри на асинхронниот мотор се: моќност 120 kW, коефициент на полезно дејство 0,9, фактор на моќноста 0,85 и напон 380 V. Кон собирниците Г асинхронниот мотор е приклучен со кабел XP 00 3×150+70 0,6/1 kV, долг 3 m.

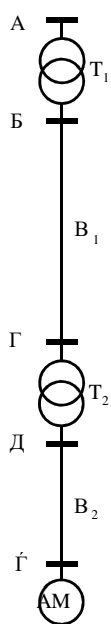
Да се пресмета:

- а) ефективната вредност на периодичната компонента и ударната струја при трифазна куса врска на собирниците Д;



- б) ефективната вредност на периодичната компонента на струјата при еднофазна куса врска на собирниците Д (пресметката да се направи без и со занемарување на импеданциите на среднонапонскиот вод и на елементите на високонапонската мрежа);
- в) ударната струја при трифазна куса врска на собирниците Г;
- г) ефективната вредност на периодичната компонента на струјата при двофазна куса врска на собирниците Г;
- д) ефективната вредност на периодичната компонента на струјата при еднофазна куса врска на собирниците Г (пресметката да се направи без и со занемарување на импеданциите на среднонапонскиот вод и на елементите на високонапонската мрежа).

Решение:



Слика 6.2

Бидејќи се бараат струи на кусата врска на собирниците 0,4 kV, најнапред е потребно да се определат редните активни и реактивни отпорности на сите елементи на разгледуваниот систем, и тоа сведени на напон 0,4 kV. Претходното треба да се направи како за отпорностите за директниот редослед така и за нултиот.

Еквивалентната импеданција на високонапонскиот дел на системот, сведена на напонското ниво 110 kV, е:

$$Z_{\text{систем}} = \frac{U^2}{S_k} = \frac{(1,05 \cdot 110)^2}{5000} = 2,668 \Omega,$$

односно сведена на напонското ниво 0,4 kV, таа изнесува:

$$Z_{\text{систем}} = 2,668 \cdot \left(\frac{10,5}{110}\right)^2 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,0389 \text{ m}\Omega.$$

Во разгледуваниот случај не се располага со податоците за еквивалентната активна и еквивалентната реактивна отпорност на високонапонскиот систем кај точката А. Во недостиг на вистински податоци ќе ја користиме препораката од литературата [28], каде што за таквите случаи се сугерира да се земе:

$$X_{\text{систем}} = 0,995 \cdot Z_{\text{систем}} \quad \text{и} \quad R_{\text{систем}} = 0,1 \cdot X_{\text{систем}}.$$

Така добиваме:

$$X_{\text{систем}} = 0,995 \cdot 0,0389 = 0,0387 \text{ m}\Omega$$

$$R_{\text{систем}} = 0,1 \cdot 0,0387 = 0,0039 \text{ m}\Omega.$$

Од табелата П.19 за зададениот трансформатор висок/среден напон наоѓаме дека тој има напон на куса врска и загуби на активна моќност во режимот на куса врска како што следува:

$$u_k = 11\% \text{ и } \Delta P_k = 178 \text{ kW},$$

врз основа на што директно можат да се пресметаат параметрите на трансформаторот сведени на секундарниот напон:

$$R_{T_1} = \frac{U_2^2}{S_{\text{ном.}}^2} \cdot \Delta P_k = \frac{10,5^2}{31,5^2} \cdot 0,178 = 19,7778 \text{ m}\Omega$$

и

$$Z_{T_1} = \frac{u_k \cdot U_2^2}{100 \cdot S_{\text{ном.}}} = \frac{11 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 31,5} = 385,00 \text{ m}\Omega.$$

Така пресметаните вредности ги сведуваме на напонското ниво 0,4 kV и добиваме:

$$R_{T_1} = 19,7778 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,0316 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{T_1} = 385,00 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,6160 \text{ m}\Omega,$$

од каде што следува:

$$X_{T_1} = \sqrt{Z_{T_1}^2 - R_{T_1}^2} = \sqrt{0,6160^2 - 0,0316^2} = 0,6152 \text{ m}\Omega.$$

Натаму, од табелата П.13, за кабелот IPO 13-A 3×150 6/10 kV следува:

$$r = 0,206 \text{ }\Omega/\text{km} \text{ и } x = 0,080 \text{ }\Omega/\text{km}.$$

Земајќи предвид дека водот е долг 2 km, за неговите отпорности, сведени на напон 0,4 kV, добиваме:

$$R_{B_1} = 0,206 \cdot 2 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,6592 \text{ m}\Omega$$

$$X_{B_1} = 0,080 \cdot 2 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,2560 \text{ m}\Omega.$$

Од табелата П.17 за трансформаторот среден/низок напон следува:

$$u_k = 4\% \text{ и } \Delta P_k = 6,5 \text{ kW}.$$

Врз основа на тие параметри, за активната и реактивната отпорност на трансформаторот, сведени на напон 0,4 kV, пресметуваме:

$$R_{T_2} = \frac{0,4^2}{630^2} \cdot 6500 = 2,6203 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{T_2} = \frac{4 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 0,63} = 10,1587 \text{ m}\Omega$$

$$X_{T_2} = \sqrt{Z_{T_2}^2 - R_{T_2}^2} = \sqrt{10,1587^2 - 2,6203^2} = 9,8149 \text{ m}\Omega.$$

Од табелата П.12 за нисконапонскиот кабел со ознака XP 00 3×150+70 0,6/1 kV следува:

$$r_{\text{фаз.}} = 0,124 \text{ }\Omega/\text{km}, \quad r_{\text{неутр.}} = 0,268 \text{ }\Omega/\text{km} \quad \text{и} \quad L = 0,221 \text{ mH/km}.$$

Врз основа на тие параметри, за целиот вод може да се пресмета:

$$R_{B_2} = R_{B_2}^{(1)} = R_{B_{2,\text{фаз.}}} = 0,124 \cdot 0,05 = 6,200 \text{ m}\Omega$$

$$R_{B_{2,\text{неутр.}}} = 0,268 \cdot 0,05 = 13,400 \text{ m}\Omega$$

$$X_{B_2} = X_{B_2}^{(1)} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,000221 \cdot 0,05 = 3,4715 \text{ m}\Omega$$

$$R_{B_2}^{(0)} = R_{B_2}^{(1)} + 3 \cdot R_{B_{2,\text{неутр.}}} = 6,200 + 3 \cdot 13,400 = 46,400 \text{ m}\Omega$$

$$X_{B_2}^{(0)} = 4 \cdot X_{B_2}^{(1)} = 4 \cdot 3,4715 = 13,886 \text{ m}\Omega$$

а) При трифазна куса врска на собирниците Д влезната активна и реактивна отпорност на системот, кај собирниците Д, за директниот редослед се:

$$\begin{aligned} R_{\text{ДД}}^{(1)} &= R_{\text{систем}} + R_{T_1} + R_{B_1} + R_{T_2} + 0,015 = \\ &= 0,0039 + 0,0316 + 0,6592 + 2,6203 + 0,015 = 3,3300 \text{ m}\Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{\text{ДД}}^{(1)} &= X_{\text{систем}} + X_{T_1} + X_{B_1} + X_{T_2} = 0,0387 + 0,6152 + 0,2560 + 9,8149 \\ &= 10,7248 \text{ m}\Omega. \end{aligned}$$

При трифазна куса врска на собирниците Д ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на кусата врска, пресметана според равенката (6.1), е:

$$I_{\text{Д}^{(3)}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,3300^2 + 10,7248^2} \cdot 10^{-3}} = 20,565 \text{ kA}.$$

Врз основа на равенката (6.13) за ударниот коефициент добиваме:

$$k_{\text{ул.Д}} = 1 + e^{\frac{\pi \cdot 3,330}{10,7248}} = 1,3770.$$

Конечно, со помош на равенката (6.14), за ударната струја на кусата врска може да се пресмета:

$$i_{\text{ул.Д}} = \sqrt{2} \cdot 1,3770 \cdot 20,565 = 40,0 \text{ kA}.$$

Доколку се игнорираат отпорностите на среднонапонските водови и на високонапонската мрежа, ќе се добие:

$$I_{\text{Д(3)}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,6203 + 0,015)^2 + 9,8149^2}} = 22,725 \text{ kA}$$

$$k_{\text{ул.Д}} = 1 + e^{\frac{\pi \cdot 2,6353}{9,8149}} = 1,4302$$

$$i_{\text{ул.Д}} = \sqrt{2} \cdot 1,4302 \cdot 22,725 = 46,0 \text{ kA}.$$

Од резултатите се гледа дека, ако се занемарат сите отпорности освен отпорностите на трансформаторот среден/низок напон, пресметаната периодична компонента на струјата при трифазната куса врска е за 10,5% поголема, додека така пресметаната ударна струја е за 15,0% поголема отколку во случајот кога отпорностите на другите елементи не се занемаруваат. Бидејќи овие отстапувања не се големи, како и поради тоа што наведеното занемарување значително ја упростува пресметката, а особено поради фактот дека направената грешка е на страната на сигурноста, во праксата, често, пресметките на струите на кусите врски во нисконапонската мрежа се изведуваат со занемарување на отпорностите на среднонапонската и високонапонската мрежа. Сосема е разбирливо дека во случите кога среднонапонскиот вод би бил надземен и/или значително подолг, набљудуваните отстапувања би биле поголеми и занемарување на сите други отпорности, освен отпорностите на трансформаторот среден/низок напон, би довело до поголема разлика помеѓу резултатите.

При трифазна куса врска на собирниците Д не се зема предвид влијанието на асинхронниот мотор приклучен на собирниците  $\dot{I}$ .

б) Најнапред ќе ја извршиме пресметката без занемарување на отпорностите на среднонапонскиот вод и на елементите на високонапонската мрежа. За пресметката ќе ја користиме равенката (6.3). За таа цел е потребно претходно да се пресмета влезната активна и реактивна отпорност на системот кај собирниците Д за нултиот редослед. Бидејќи спрегата на трансформаторот среден/низок напон е звезда–триаголник, еквивалентната влезна активна отпорност кај собирниците Д е еднаква на активната отпорност на трансформаторот за директниот редослед. Аналогно важи и за реактивните отпорности. Врз основа на тоа можеме да напишеме:

$$R_{\text{ДД}}^{(0)} = R_{\text{Т}_2}^{(1)} + 0,015 = R_{\text{Т}_2} + 0,015 = 2,6203 + 0,015 = 2,6353 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\text{ДД}}^{(0)} = X_{\text{Т}_2}^{(1)} = X_{\text{Т}_2} = 9,8149 \text{ m}\Omega.$$

Натаму, со помош на равенката (6.3), за ефективната вредност на струјата при еднофазна куса врска на собирниците Д пресметуваме:

$$I_{\text{Д(1)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2,6353 + 2 \cdot 3,3300)^2 + (9,8149 + 2 \cdot 10,7248)^2 \cdot 10^{-3}}} = 21,241 \text{ kA}.$$

Доколку при пресметката на ефективната вредност на струјата при еднофазната куса врска ги занемариме отпорностите на среднонапонската и високонапонската мрежа, со помош на равенката (6.8) добиваме:

$$I_{\text{Д(1)}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,6353^2 + 9,8149^2 \cdot 10^{-3}}} = 22,725 \text{ kA}.$$

Како што се гледа од добиените резултати, земањето предвид само на отпорностите на трансформаторот среден/низок напон овозможува ефективната вредност на струјата на еднофазната куса врска да се пресмета со грешка помала од 7%. Меѓутоа, во случаите со подолги среднонапонски водови, особено ако тие се надземни, можат да се очекуваат и поголеми отстапувања.

в) За случај на трифазна куса врска на собирниците  $\dot{Г}$  може да се смета дека вкупната струја на кусата врска е составена од два дела: едниот од мрежата и другиот од асинхрониот мотор. Секој од овие делови ќе го пресметаме одделно. Најнапред ќе го пресметаме уделот на мрежата. За директниот редослед влезната активна и реактивна отпорност на системот кај собирниците  $\dot{Г}$  (без уважување на асинхрониот мотор) се:

$$R_{\dot{Г}\dot{Г}}^{(1)} = R_{\text{ДД}}^{(1)} + R_{\text{В}_2}^{(1)} + 0,015 = 3,330 + 6,200 + 0,015 = 9,545 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\dot{Г}\dot{Г}}^{(1)} = X_{\text{ДД}}^{(1)} + X_{\text{В}_2}^{(1)} = 10,7248 + 3,4715 = 14,1963 \text{ m}\Omega.$$

Во овој случај ефективната вредност на периодичната компонента на струјата при трифазна куса врска на собирниците  $\dot{Г}$ , пресметана со помош на равенката (6.1), е:

$$I_{\dot{Г}(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{9,545^2 + 14,1963^2 \cdot 10^{-3}}} = 13,500 \text{ kA}.$$

Потоа, од равенката (6.13), за ударниот коефициент се добива:

$$k_{\text{уд.}\dot{Г}} = 1 + e^{\frac{\pi \cdot 9,5450}{14,1963}} = 1,1210.$$

На крајот, со помош на равенката (6.14), за ударната струја (поточно за учеството на мрежата во резултантната ударна струја) може да се пресмета:

$$i_{\text{уд.}\dot{\Gamma}} = \sqrt{2} \cdot 1,1210 \cdot 13,500 = 21,4 \text{ kA.}$$

Ако, пак, при пресметувањето на струјата при трифазна куса врска кај собирниците  $\dot{\Gamma}$  се земат предвид само активните и реактивните отпорности на трансформаторот среден/низок напон и нисконапонскиот вод, ќе се добие:

$$R_{\dot{\Gamma}\dot{\Gamma}}^{(1)} = 2,6203 + 6,2000 + 0,030 = 8,8503 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\dot{\Gamma}\dot{\Gamma}}^{(1)} = 9,8149 + 3,4715 = 13,2864 \text{ m}\Omega.$$

Понатаму следува:

$$I_{\dot{\Gamma}(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{8,8503^2 + 13,2864^2} \cdot 10^{-3}} = 14,466 \text{ kA.}$$

$$k_{\text{уд.}\dot{\Gamma}} = 1 + e^{-\frac{\pi \cdot 8,8503}{13,2864}} = 1,1234$$

$$i_{\text{уд.}\dot{\Gamma}} = \sqrt{2} \cdot 1,1234 \cdot 14,466 = 23,0 \text{ kA.}$$

Со споредување на добиените резултати за уделот на мрежата во вкупната струја при трифазна куса врска на собирниците  $\dot{\Gamma}$ , добиени по пат на уважување на сите отпорности во јамката на кусата врска, со резултатите добиени без уважување на отпорностите на среднонапонскиот вод, трансформаторот висок/среден напон и останатиот систем, може да се заклучи дека разликите се под 7,5%. Тоа е значително помалку отколку во случајот кога се разгледуваше трифазната куса врска на собирниците Д.

Сега ќе го пресметаме уделот на асинхрониот мотор. Номиналната струја на моторот е:

$$I_{\text{ном.м.}} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot 380} = 0,238 \text{ kA.}$$

Според равенката (6.26) струјата на асинхрониот мотор при трифазна куса врска на собирниците  $\dot{\Gamma}$  изнесува:

$$I_{\dot{\Gamma},\text{м}} = 4,5 \cdot 0,238 = 1,072 \text{ kA,}$$

додека неговата ударна струја, пресметана според равенката (6.27), изнесува:

$$i_{\text{уд.м.}} = 6,5 \cdot 0,238 = 1,5 \text{ kA.}$$

Конечно, при трифазна куса врска на собирниците  $\dot{I}$  резултантната ударна струја ќе биде еднаква на сумата на уделите што ги даваат мрежата и асинхрониот мотор, т.е.

$$i_{\text{уд.резулт.}\dot{I}} = i_{\text{уд.}\dot{I}} + i_{\text{уд.м}} = 21,4 + 1,5 = 22,9 \text{ kA.}$$

г) При пресметување на струјата на двофазната куса врска (т.е. куса врска фаза-фаза) не се зема предвид влијанието на асинхрониот мотор. Од равенката (6.2) за периодичната компонента на струјата при двофазна куса врска на собирниците  $\dot{I}$  добиваме:

$$I_{\dot{I}(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,500 = 11,691 \text{ kA.}$$

д) При еднофазна куса врска не се зема предвид влијанието на асинхрониот мотор.

Пресметката на струјата на еднофазната куса врска на собирниците  $\dot{I}$  најнапред ќе ја направиме без занемарување на отпорностите на среднонапонскиот вод и високонапонскиот систем. Притоа водиме сметка дека трансформаторот среден/низок напон, со номинална моќност од 630 kVA, има среднонапонска намотка поврзана во триаголник и нисконапонска намотка поврзана во ѕвезда, при што неутралниот спроводник на нисконапонската мрежа е поврзан за ѕвездиштето на трансформаторот (кое е, по правило, директно заземјено). Како што е познато, во заменската шема за нултиот редослед на тој трансформатор, редната гранка ќе има бесконечна отпорност, додека напречната гранка ќе постои само од кај нисконапонската страна (слика 6.1) и нејзината активна и реактивна отпорност ќе бидат еднакви на активната и реактивната отпорност на трансформаторот за директниот редослед. Со тоа влезната активна и реактивна отпорност на системот кај собирниците  $\dot{I}$  за нултиот редослед се:

$$R_{\dot{I}\dot{I}}^{(0)} = R_{T_2}^{(1)} + R_{B_2}^{(0)} + 0,030 = 2,6203 + 46,4000 + 0,030 = 49,0503 \text{ m}\Omega \\ = 10,7248 \text{ m}\Omega.$$

На тој начин, со помош на равенката (6.3), за ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на кусата врска на собирниците  $\dot{I}$  добиваме:

$$I_{\dot{I}(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(49,0503 + 2 \cdot 9,5450)^2 + (23,7009 + 2 \cdot 14,1963)^2} \cdot 10^{-3}} = 8,077 \text{ kA.}$$

Ако, пак, пресметката на ефективната вредност на периодичната компонента на струјата при еднофазна куса врска на собирниците  $\dot{I}$  ја изведуваме земајќи ги предвид само отпорностите на нисконапонскиот вод и на трансформаторот среден/низок напон, влезната активна и реактивна отпорност на системот кај собирниците  $\dot{I}$  за нултиот редослед ќе бидат еднакви на вредностите што беа определени за случај без занемарување на отпорностите на среднонапонскиот вод и високонапонскиот систем. Но, при наведените занемарувања влезните отпорности за директниот редослед треба да се земат еднакви на

веќе пресметаните вредности при соодветна пресметка на трифазна куса врска на собирниците  $\dot{I}$ . Така, со помош на равенката (6.3), добиваме:

$$I_{\dot{I}(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(49,0503 + 2 \cdot 8,8503)^2 + (23,7009 + 2 \cdot 13,2864)^2} \cdot 10^{-3}} = 8,291 \text{ kA.}$$

До истиот резултат може да се дојде и со помош на равенката (6.8), т.е.

$$I_{\dot{I}(1)} = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}} \cdot 10^3}{\sqrt{(2,6203 + 6,20 + 13,40 + 0,030)^2 + (9,8149 + 2 \cdot 3,4715)^2}} = 8,291 \text{ kA.}$$

Како што се гледа од добиените резултати, земањето предвид само на отпорностите на нисконапонскиот вод и на трансформаторот среден/низок напон доведува до тоа што резултатот за ефективната вредност на струјата на еднополна куса врска кај собирниците  $\dot{I}$  е поголем за помалку од 2,7% од резултатот што се добива без занемарување на отпорностите на среднонапонскиот вод и на високонапонскиот систем.

Примеров покажува дека при пресметка на струи при еднофазна куса врска во нисконапонските мрежи е оправдано да се користи поедноставната постапка во која се занемарува влијанието на среднонапонските водови и на високонапонскиот систем.

## 6.4. Задачи

6.4.1. Од трансформатор со преносен однос 110/10,5 kV/kV до трансформатор со преносен однос 10/0,42 kV/kV е поставен надземен вод со должина 9 km. Номиналниот напон на водот е 10 kV. Фазните спроводници на водот се изведени со јажиња од алуминиум/челик чиј номинален напречен пресек изнесува 50/8 mm<sup>2</sup>. Номиналната моќност на првиот трансформатор е 31,5 MVA, а номиналната моќност на вториот трансформатор е 160 kVA. Да се претпостави дека високонапонскиот систем е со бесконечна моќност. Да се пресметаат:

- а) периодичната компонента и ударната струја при трифазна куса врска на нисконапонските собирници на вториот трансформатор;
- б) периодичната компонента на струјата при еднофазна куса врска на нисконапонските собирници на вториот трансформатор, а при пресметката да не се занемарат отпорностите на среднонапонскиот вод и на трансформаторот висок/среден напон;
- в) периодичната компонента на струјата при еднофазна куса врска на нисконапонските собирници на вториот трансформатор, а при пресметката да се занемарат отпорностите на среднонапонскиот вод и на трансформаторот висок/среден напон.



Забелешка: За трансформаторот со преносен однос 10/0,42 kV/kV да се земе дека останатите параметри се исти како кај трансформатор со преносен однос 10/0,4 kV/kV, со кој има еднаква номинална моќност.

6.4.2. Мрежата од задачата 6.4.1 е проширена со два нисконапонски вода. Секој од водовите е приклучен на нисконапонските собирници кај трансформаторот среден/низок напон. Првиот вод е изведен со кабел од типот PP 00-A 3×185+95 0,6/1 kV, долг 50 m. Вториот вод е изведен со кабел од типот PP 00-A 3×70+35 0,6/1 kV, долг 60 m. Да се пресмета периодичната компонента на струјата при:

- а) трифазна куса врска на крајот на првиот нисконапонски вод;
- б) двофазна куса врска на крајот на првиот нисконапонски вод;
- в) еднофазна куса врска на крајот на првиот нисконапонски вод;
- г) трифазна куса врска на крајот на вториот нисконапонски вод;
- д) двофазна куса врска на крајот на вториот нисконапонски вод;
- ѓ) еднофазна куса врска на крајот на вториот нисконапонски вод.

6.4.3. Нисконапонска мрежа со номинален напон 400 V се напојува преку трансформатор со преносен однос 10/0,42 kV/kV. Номиналната моќност на трансформаторот е 250 kVA. Од трансформаторот до приклучоците на трифазен асинхрон мотор е поставен нисконапонски надземен вод и нисконапонски кабел, поврзани на ред. Надземниот вод има фазни спроводници од алуминиум со номинален напречен пресек 35 mm<sup>2</sup> и неутрален спроводник од алуминиум со номинален напречен пресек 25 mm<sup>2</sup>. Кабелот е со ознаката PP 00-A 3×70+35 0,6/1 kV. Надземниот вод е долг 100 m, а кабелскиот вод е долг 20 m. За асинхронниот мотор се познати следниве податоци: номинална моќност 55 kW, номинален напон 400 V, номинален фактор на моќноста 0,88 и номинален коефициент на полезно дејство 0,905. Во пресметките да не се зема предвид влијанието на импеданциите на високонапонската и среднонапонската мрежа на која е приклучен набљудуваниот трансформатор среден/низок напон.

- а) При трифазна куса врска на приклучоците на асинхронниот мотор да се пресметаат вкупната периодична компонента на струјата на кусата врска и вкупната ударната струја на кусата врска.
- б) При двофазна куса врска на приклучоците на асинхронниот мотор да се пресмета периодичната компонента на струјата на кусата врска.
- в) При еднофазна куса врска на приклучоците на моторот да се пресмета периодичната компонента на струјата на кусата врска.

Забелешка: За трансформаторот со преносен однос 10/0,42 kV/kV да се земе дека останатите параметри се исти како кај трансформатор со преносен однос 10/0,4 kV/kV, со кој има еднаква номинална моќност.

## 7. НИСКОНАПОНСКИ ОСИГУРУВАЧИ

### 7.1. Основно за осигурувачите со топлив вметок

Според стандардот [30] секоја струја поголема од номиналната се нарекува *прекумерна струја*.

За заштита на нисконапонските водови од прекумерни струи, што се јавуваат при куси врски или при преоптоварувања, се користат осигурувачи со топлив вметок, автоматски осигурувачи и прекинувачи.

*Топливиот вметок* е дел на осигурувачот што содржи елементи предвидени да се стопат под дејство на прекумерна струја. Тие елементи се предвидени и калибрирани да се стопат и да го прекинат струјното коло ако струјата во доволно долго време ја надминува определената вредност. Со прекинувањето на струјното коло се издвојува дефектниот дел на мрежата или инсталацијата, со што се ограничуваат штетните последици од преголемите струи врз останатата мрежа. Бидејќи во овој курс нема да се обработуваат други видови осигурувачи, називот осигурувач ќе означува осигурувач со топлив вметок.

По секое дејствување на осигурувачот стариот топлив вметок треба да се замени со нов. Не е дозволено никакво калемење или поправање на вметоците.

Тука најнапред ќе бидат наведени некои дефиниции (според стандардите [41] и [42]\*) што се однесуваат на осигурувачите со топлив вметок.

Временскиот период од моментот на воспоставување струја во вметокот доволна да растопи еден или повеќе негови топливи елементи до моментот на создавање на електричен лак се нарекува *траење на топењето*. Времето, пак, од моментот на настанувањето на лакот до неговото исчезнување се нарекува *траење на лакот*. Сумата на траењето на топењето и траењето на лакот се дефинира како *траење на дејствувањето*.

Конструкцијата на топливите вметоци најчесто е таква што топливиот елемент е опкружен со ситен кварцен песок. Задачата на песокот е брзо да го изгасне настанатиот електричен лак. Со тоа се постигнува струјата да биде прекината значително пред да достигне големи вредности. Тоа е од особено значење, бидејќи можните вредности на струите на кусите врски можат да бидат мошне големи и последиците од нивната појава би можеле да бидат штетни за опремата. Затоа се вели дека осигурувачите имаат способност да ја ограничуваат струјата во односното струјно коло.

---

\*

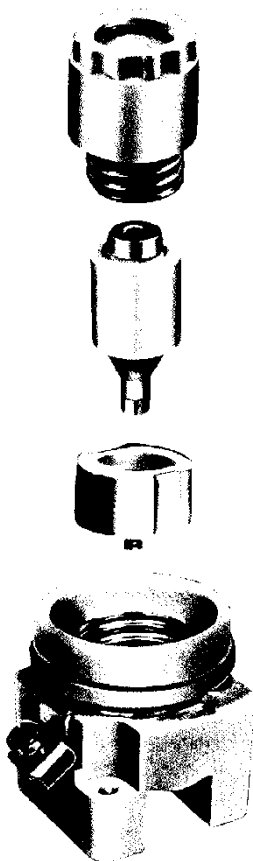
Ознаките на новите стандарди се: МКС EN 60269-1:2008 и МКС EN 60269-2:2015.

Интегралот

$$I^2 t = \int_{t_0}^{t_1} i^2 dt \quad (7.1)$$

се нарекува *Џулов интеграл* за дадениот временски интервал. Ако вредноста на Џуловиот интеграл се подели со квадратот на очекуваната струја, се добива виртуелно траење. Зависно од временскиот интервал за кој бил пресметан Џуловиот интеграл разликуваме: виртуелно траење на топењето и виртуелно траење на дејствувањето.

Во нисконапонските мрежи и инсталации најчесто се користат осигурувачи од типот D (слика 7.1) и осигурувачи со голема расклопна моќ (што некои производители ги означуваат со NV, NVO, FNV и слично, а нивниот изглед е даден на сликата 7.2). Осигурувачите од типот D најчесто се користат во домаќинствата и на други места каде нисконапонската мрежа не е под надзор на квалификуван персонал, т.е. таму каде



Слика 7.1. Делови на осигурувач од типот D

замената на прегорените осигурувачи, најчесто, ќе ја изведуваат нестручни лица. Во последно време, како во светот така и кај нас, присутна е тенденцијата наместо осигурувачи со топлив вметок од типот D да се вградуваат електромагнетни осигурувачи, популарно нарекувани автоматски осигурувачи. Тие се поскапи од осигурувачите со топлив вметок, но нивата предност е во тоа што кај нив не е потребна замена на никаков елемент по нивното дејствување, додека кај осигурувачите со топлив вметок е потребна замена на прегорениот вметок по секое дејствување на осигурувачот. Може да се констатира дека со користење на автоматските осигурувачи се постигнуваат следниве две предности: поедноставна интервенција во случај на дејствувањето и практична неможност да се направи нестручна замена.

На сликата 7.1 се прикажани главните делови на еден осигурувач од типот D. (Деловите на сликата се преземени од Каталогот за осигурувачи на претпријатието "Izlake" - Словенија). Тргувајќи од долу на горе, називите на прикажаните делови се: основа, калибрационен прстен, топлив вметок и капа. Основите (подножјата) се изработуваат во четири големини, и тоа:

- за топливите вметоци чија номинална струја не преминува 25 A се користат основи со ознака DII;
- за топливите вметоци чија номинална струја не преминува 63 A се користат основи со ознака DIII;
- за топливите вметоци чија номинална струја не преминува 100 A се користат основи со ознака DIV;
- за топливите вметоци чија номинална струја не преминува 200 A се користат основи со ознака DV.

На топлив вметок со определена вредност на номинална струја му е придружен *калибрационен прстен*, што е димензионално прилагоден кон вметокот и има иста ознака на номинална струја. Задачата на калибрациониот прстен е да не дозволи во основата да се постави топлив вметок со поголема номинална струја од предвидената.

Топливите вметоци се поделени во две класи: класа **g** и класа **a**. Класата **g** ги опфаќа топливите вметоци за општа употреба. Тие прекинуваат струја што може да биде со големина од најмалата струја што го предизвикува дејствувањето на вметокот до неговата номинална расклопна струја. Во класата **a** спаѓаат топливите вметоци за посебни подрачја на примена. Тие топливи вметоци прекинуваат струи чиј интензитет е од вредноста што е повеќе пати поголема од номинална струја на вметокот до неговата расклопна струја.

Поделбата на наведените класи е слична на поранешната поделба (на брзи и троми вметоци) според времето за кое вметокот дејствува при определена вредност на струјата. Може да се земе дека вметоците од класата **g** се слични на брзите вметоци и дека вметоците од класата **a** се слични на тромите вметоци. Брзите вметоци немаат посебна ознака. Нивната основна намена е заштита на водови. Тромите вметоци имаат на своето тело знак во вид на лушпа (куќа) на полжав. Наменети се за заштита на електричните мотори.

Основите на осигурувачите од типот **D** мораат да бидат така поврзани што средниот контакт да биде поврзан со страната на напојувањето.

За секој осигурувач се дефинирани номинален напон и номинална струја. Вредностите на стандардните номинални напони се наведени во табелата 7.1. Номиналните струи на топливите вметоци за осигурувачите од типот **D** се дадени во табелата 7.2, во која се дадени и стандардни бои за означување на номиналните струи на топливите вметоци и соодветните калибрациони прстени.

Табела 7.1. Стандардни номинални напони на осигурувачите

Номинални напони	
Низа I	Низа II
220 V	240 V
380 V	415 V

Табела 7.2. Стандардни номинални струи и карактеристични бои на топливите вметоци од типот **D**

Номинална струја на вметокот A	Стандардна карактеристична боја	Номинална струја на вметокот A	Стандардна карактеристична боја
2	розова	50	бела
4	кафеава	63	бакарна
6	зелена	80	сребрена
10	црвена	100	црвена
16	сива	125	жолта
20	сина	160	бакарна
25	жолта	200	сина
35	црна		

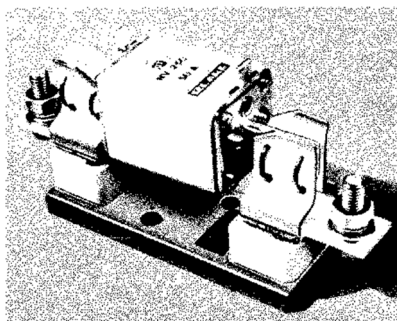
Во пропишаните услови за работа вметокот може трајно да ја поднесе номиналната струја. Но, ако струјата е поголема од номиналната, вметокот нема веднаш да прегори. Во врска со тоа во стандардот [41] се дефинирани две струи: конвенционална струја на топење и конвенционална струја на нетопење. Конвенционалната струја на топење е дефинирана како пропишана вредност на струја која предизвикува дејствување на топливиот вметок пред истекот на пропишаното време. Тоа време се нарекува конвенционално време. Конвенционалната струја на нетопење е дефинирана како пропишана вредност на струја што топливиот вметок, без да се истопи, може да ја поднесе во текот на пропишаното (конвенционално) време. За осигурувачите што се користат во домаќинствата и за слични цели, во стандардот [42] се дадени конвенционалните времиња прикажани во табелата 7.3.

Табела 7.3. Конвенционални струи при температура 20°C

Тип	Номинална струја на вметокот, $I_{\text{ном.}}$ А	Конвенционална струја		Конвенционално време h
		На нетопење	На топење	
gI	до 4	$1,5 \cdot I_{\text{ном.}}$	$2,1 \cdot I_{\text{ном.}}$	1
gI	преку 4 до 10	$1,5 \cdot I_{\text{ном.}}$	$1,9 \cdot I_{\text{ном.}}$	1
gI	преку 10 до 25	$1,4 \cdot I_{\text{ном.}}$	$1,75 \cdot I_{\text{ном.}}$	1
gI	преку 25 до 100	$1,3 \cdot I_{\text{ном.}}$	$1,6 \cdot I_{\text{ном.}}$	1
gII	3 и 13	$1,6 \cdot I_{\text{ном.}}$	$1,9 \cdot I_{\text{ном.}}$	2
gII	2 до 100	$1,2 \cdot I_{\text{ном.}}$	$1,6 \cdot I_{\text{ном.}}$	3

При дефинирани услови, зависноста на виртуелното траење на топењето, односно на виртуелното траење на дејствувањето, од ефективната вредност на очекуваната струја претставува карактеристика на осигурувачот, наречена карактеристика време/струја (слика 7.3).

Топливите осигурувачи со голема расклопна моќ се состојат од два главни дела: основа со носач на осигурувачот и топлив вметок. Изгледот на еден таков осигурувач е прикажан на сликата 7.2 (преземена од Каталогот за осигурувачи на претпријатието "Izlake" - Словенија).



Слика 7.2. Осуѓуваќ со голема расклопна моќ

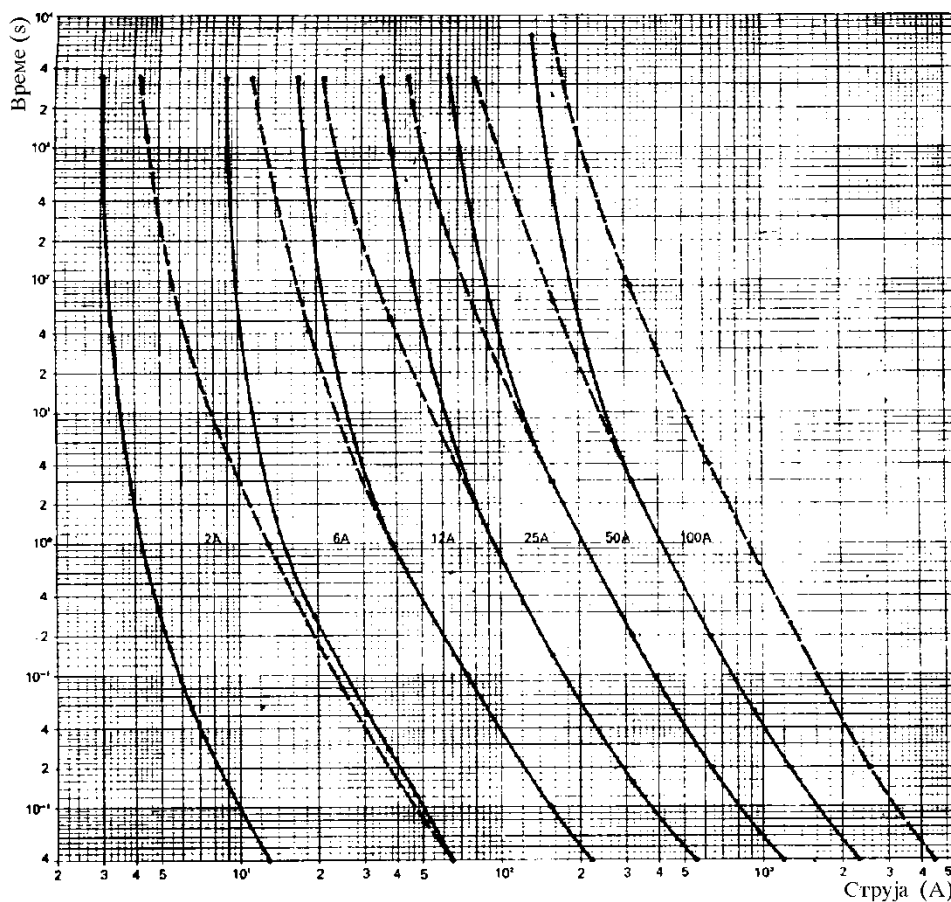
Според стандардот [41], основата со носачот на осуѓуваќот треба да се избира помеѓу следниве вредности: 32 А, 63 А, 100 А, 160 А, 250 А, 400 А, 630 А, 800 А, 1000 А и 1250 А. Според истиот стандард, номиналните струи на топливите вметоци треба да се избираат помеѓу следниве вредности: 2 А, 4 А, 8 А, 10 А, 12 А, 16 А, 20 А, 25 А, 32 А, 40 А, 50 А, 63 А, 80 А, 100 А, 125 А, 160 А, 200 А, (224 А), 250 А, 315 А, (355 А), 400 А, 500 А, 630 А, 1000 А, 1250 А. Вредностите во заградите треба да се избегнуваат.

На сликата 7.3 се дадени карактеристиките време/струја за топливите вметоци со номинална струја од 2, 6, 12, 25, 50 и 100 А, при температура на околината од 20°C [42]. (Истата слика е дадена и во Прилогот, како слика П.4). На таа слика за секој од наведените вметоци е прикажано како од интензитетот на струјата во вметокот зависат: виртуелното траење на топењето и виртуелното траење на дејствувањето. Карактеристиката на виртуелното траење на дејствувањето е прикажана како испрекинатата линија, а карактеристиката на виртуелното траење на топењето е прикажана како неиспрекинатата линија. Во Прилогот се дадени карактеристиките време/струја и за некои топливи вметоци со голема расклопна моќ и за некои топливи вметоци од типот *gl*.

Основен критериум за избор на номинална струја на еден топлив вметок на осуѓуваќ е дефиниран во членот 17 на Правилникот [17]. Според тој критериум, *номиналната струја на топливиот вметок ( $I_{в.ном.}$ ) мора да биде поголема од очекуваната погонска (односно проектирана) струја во штитениот спроводник ( $I_{погон.}$ ) и мора да биде помала од најголемата трајно дозволена струја на тој спроводник ( $I_{дозв.}$ ). Претходниот критериум може да се изрази со релацијата:*

$$I_{погон.} < I_{в.ном.} < I_{дозв.} \quad (7.2)$$

Заедно со наведениот основен критериум во практиката се користат и дополнителни критериуми. Притоа важи правилото според кое *основниот критериум мора да биде задоволен и во случаите кога се применуваат дополнителни критериуми.*



Слика 7.3. Карактеристики време/струја за некои топливи вметоци од типот gI [42]

Тука ќе се задржиме на еден таков критериум. Тој се однесува на случајот кога осигурувачот (или прекинувачот) е наменет да служи не само како заштита од куса врска туку и како заштита од преоптоварување. Во тој случај, според стандардот [33], покрај основниот критериум (7.2) номиналната струја на топливиот вметок треба да ја задоволи и релацијата:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_{\text{дозв.}}, \quad (7.3)$$

каде што со  $I_2$  е означена струјата при која осигурувачот доверливо дејствува. Според стандардот [33], кога се во прашање осигурувачи со топлив вметок, во практика треба да се земе дека  $I_2$  е еднакво на:

- струјата на топење во тек на определеното време за осигурувачите од типот gI,

- 90% од струјата на топење во тек на определеното време за осигурувачите од типот gII.

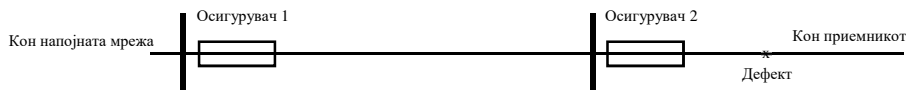
Доколку како заштитен уред служи прекинувач или автоматски осигурувач, во равенката (7.3) треба да се земе дека  $I_2$  е еднакво на номиналната струја на прекинувачот (автоматскиот осигурувач), односно на онаа струја на која заштитниот уред е наместен.

Треба да се забележи дека несоодветно избран осигурувач (односно топлив вметок) може да биде причина за оштетување на спроводниците (каблите), за појава на пожар и за несоодветна заштита од индиректен допир .

Во случај на два или повеќе осигурувачи поврзани на ред, треба работата на заштитата да биде селективна. Тоа ќе се постигне само ако номиналните струи на топливите вметоци бидат усогласени, т.е. координирани.

## 7.2. Координација на осигурувачите со топлив вметок

Нека еден приемник/потрошувач се напојува преку редно врзаните елементи (спроводници или кабли) меѓу кои има и два осигурувача со топлив вметок, кои на сликата 7.4 се означени со 1 и 2.



Слика 7.4. Струјно коло со осигурувачи врзани на ред

Разбирливо е дека во однос на погонските струи во соодветните спроводници и во однос на трајно дозволените струи на спроводниците, номиналните струи на топливите вметоци на осигурувачите 1 и 2 мораат да го задоволуваат основниот критериум наведен во претходното потпоглавје. Но тоа не мора да значи дека со задоволување на тој критериум е обезбедено, при дефект на назначеното местото на сликата 7.4, да дејствува осигурувачот 2, а да не дејствува осигурувачот 1, т.е. заштитата да биде селективна. За да се обезбеди, при наведениот дефект, да не прегори топливиот вметок на првиот осигурувач, туку на вториот, неопходно е вметоците да бидат *усогласени*.

За правилно усладување (т.е. координација) на топливите вметоци е потребно да се знаат не само карактеристиките на вметоците туку и податоците за очекуваните големини на струите на кусите врски.

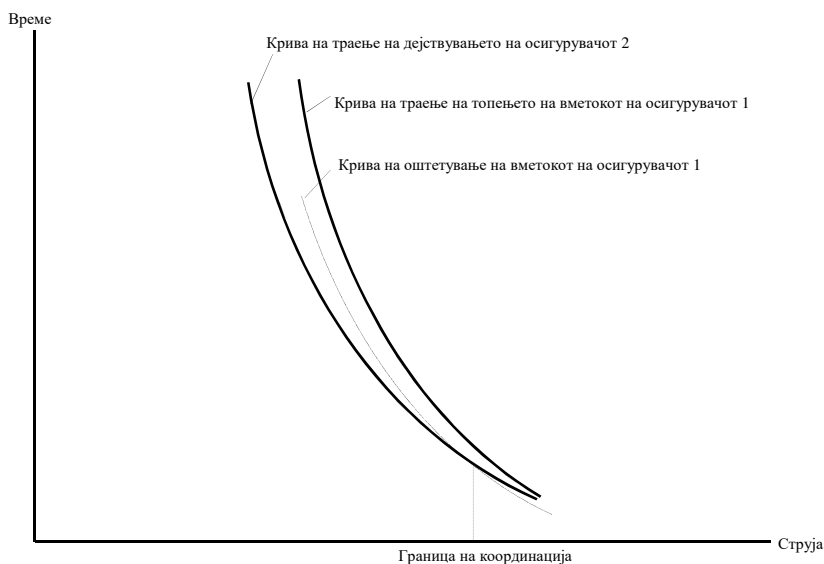
Постојат неколку методи за определување на номинални струи на вметоците што се меѓусебно усогласени. Тука ќе бидат изложени три методи.

Според првиот метод [2] е потребно да се располага со кривите (карактеристиките) на осигурувачите, и тоа: кривата на траење на топењето за топливиот вметок на осигурувачот 1 (слика 7.3) и кривата на траење на дејствувањето на



топливиот вметок на осигурувачот 2. Нека тие две карактеристики се нацртани во ист размер, т.е. во ист координатен систем (слика 7.5). Најнапред се конструира помошна крива, наречена “крива на оштетување”. Таа се добива од кривата на траење на топењето на топливиот вметок на осигурувачот 1, земајќи 75% од секоја ордината, како што е прикажано на сликата 7.5. Во натамошната постапка наместо кривата на траење на топењето на топливиот вметок на осигурувачот 1 ќе се користи соодветната крива на оштетување. Со тоа се земени предвид евентуалните претходни парцијални топења во вметокот, како и потребната резерва заради производствените неидентичности.

Доколку на сликата 7.5 кривата на оштетување на топливиот вметок на осигурувачот 1 за секоја струја има поголема ордината од кривата на траење на дејствувањето на топливиот вметок на осигурувачот 2, вметоците се сметаат за усогласени за која и да било големина на струја на грешка низ нив.



Слика 7.5. Координација на топливите вметоци на осигурувачите од сликата 7.4

Доколку, пак на сликата 7.5, кривата на оштетување на вметокот на осигурувачот 1 се сече со кривата на траење на дејствувањето на вметокот на осигурувачот 2, апсцисата на пресечната точка ја определува граничната струја, која се нарекува *граница на координацијата*. Во тој случај, ако струјата на грешката (дефектот) биде помала од струјата на граница на координацијата, се смета дека заштитата ќе биде селективна, додека ако струјата на грешката биде поголема од струјата на границата на координацијата, се смета дека селективноста на заштитата не е обезбедена.

Второт метод се применува кога за топливите вметоци се располага со соодветни табели или шеми (како, на пример, во [7]). Дел од една таква шема е

прикажан на сликата 7.6. Како тие шеми практично се користат за решавање на проблемот на координација на осигурувачите е изложено во решението на примерот 7.1.

Номинална струја на вметокот во А	Струја на куса врска во А								
	1 300	1 500	2 000	5 000	10 000	15 000	20 000	25 000	40 000
25									
35									
50				]					
60				]					
80				]					

Слика 7.6. Пример на дел од шема за координација на топливите вметоци

Третиот пристап се применува во случаите кога не се располага со податоците за топливите вметоци, што се потребни за примена на првиот или вториот метод за координација на номиналните струи на топливите вметоци. Според овој пристап, во условите како на сликата 7.4, *се избира номиналната струја на топливиот вметок на осигурувачот 1 да биде најмалку два пати поголема од номиналната струја на топливиот вметок на осигурувачот 2.*

## 7.3. Примери

### Пример 7.3.1

Два осигурувача се врзани како на сликата 7.4. Со нив треба да се обезбеди селективна заштита од кусите врски. Најголемата струја на куса врска низ двата осигурувача изнесува 2000 А. Ако номиналната струја на топливиот вметок на осигурувачот 2 е 50 А, колкава треба да биде номиналната струја на топливиот вметок на осигурувачот 1? За употребените вметоци се располага со шемата како на сликата 7.6.

#### Решение

Најнапред, на сликата 7.6 ќе го побараме пресечното поле на колоната што соодветствува на струјата на куса врска од 2000 А и редицата што соодветствува на номиналната струја на топлив вметок од 50 А. Кога ќе го најдеме тоа поле, бараме со кое поле тоа е поврзано со аглеста спојка. Во случајов насоката на барањето е кон редиците што соодветствуваат на вметоците со номинална струја поголема од 50 А. Така се добива дека за обезбедување на селективната работа на заштита од куси врски номиналната струја на топливиот вметок на осигурувачот 1 треба да биде најмалку 80 А.

### Пример 7.3.2

Два трифазни урамнотежени потрошувачи се напојуваат од истата нисконапонска мрежа (слика 7.7). Номиналниот напон на мрежата е 400 V. Должината на кабелот од нисконапонските собирници во трансформаторската станица до разводната

табла на првиот потрошувач е 100 m, а од разводната табла на првиот потрошувач до разводната табла на вториот потрошувач е 70 m. Секој од каблите е поставен во одделен ров во земја. На почетокот на секој од каблите е предвиден осигурувач со топлив вметок од типот gI. Осигурувачите треба да обезбедат селективна заштита на каблите како од куса врска така и од преоптоварување. Врвните оптоварувања на потрошувачите се јавуваат во исто време. Врвното оптоварување на првиот потрошувач изнесува  $(17+j10)$  kVA, а врвното оптоварување на вториот потрошувач изнесува  $(15+j18)$  kVA. Загубата на напонот кај вториот потрошувач не смее да биде поголема од 3%. Да се изврши соодветно димензионирање на секој од каблите и да се изберат номинални струи на топливите вметоци на осигурувачите. Кај потрошувачите не постојат електрични мотори. Лошиот фактор на моќност е последица на користење сијалици со празнење низ гас (како што се флуоресцентните, живините, натриумовите и метал-халогените).

Решение:

Комплексната струја при врвното оптоварување на вториот потрошувач е:

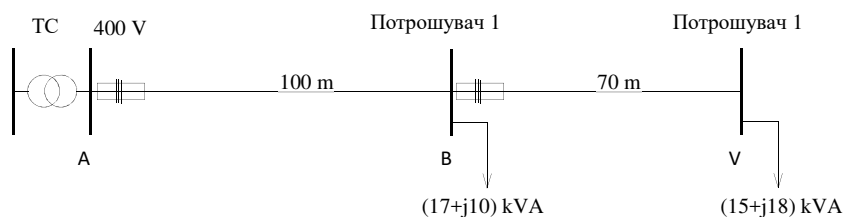
$$\underline{I}_{Б-В} = \frac{15 - j18}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = (21,65 - j25,98) \text{ A},$$

а нејзината ефективна вредност изнесува:

$$I_{Б-В} = 33,8 \text{ A}.$$

Според тоа, на почетокот на кабелот Б-В може да се избере осигурувач чија номинална струја на топливиот вметок изнесува:

$$I_{в.ном.Б} = 35 \text{ A}.$$



Слика 7.7. Конфигурација за примерот 7.3.2

За да се обезбеди осигурувачот да го штити кабелот и од преоптоварување, според условот (7.3) треба неговата струја на топење во тек на определеното време да не биде поголема од трајно дозволената струја на кабелот зголемена за 45%. Ке употребиме топлив вметок од типот gI. Според стандардот [42], за топливите вметоци од тој тип, чијашто номинална струја е од 25 до 100 A, конвенционалната струја на топење е за 60% поголема од номиналната струја на вметокот. Значи, условот (7.3) може да се напише во вид:

$$1,6 \cdot I_{\text{в.ном.}} \leq 1,45 \cdot I_{\text{дозв.Б-В}}, \quad (7.4)$$

од каде што за најголемата трајно дозволена струја на кабелот помеѓу Б и В следува:

$$I_{\text{дозв.Б-В}} \geq \frac{1,6 \cdot I_{\text{в.ном.Б}}}{1,45} = \frac{1,6 \cdot 35}{1,45} = 38,6 \text{ А.} \quad (7.5)$$

Ако избереме кабел со спроводници од алуминиум, изолација од поливинилхлорид и без механичка заштита, врз основа на условот (7.5), од табелата 3.2 произлегува дека на релацијата од разводната табла на првиот потрошувач до разводната табла на вториот потрошувач може да задоволи кабел кај кој плоштината на напречниот пресек на спроводниот дел на секоја од фазните жили е најмалку  $10 \text{ mm}^2$ . Поради тоа усвојуваме кабел со ознака РР 00-А  $4 \times 10 \text{ 0,6/1 kV}$ , за кој трајно дозволената струја изнесува 40 А.

Струјата во кабелот помеѓу нисконапонските собирници во трансформаторската станица и разводната табла на првиот потрошувач е:

$$I_{\text{А-Б}} = \frac{(17+15) - j(10+18)}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = (46,19 - j40,41) \text{ А,}$$

а нејзината ефективна вредност изнесува:

$$I_{\text{А-Б}} = 61,4 \text{ А.}$$

Ако во периодот на врвното оптоварување ефективната вредност на струјата во кабелот А-Б изнесува 61,4 А, номиналната струја на топливиот вметок на осигурувачот поставен на почетокот на кабелот би можела да биде 63 А. Меѓутоа, ако таквиот вметок би бил избран, неговата номинална струја би била помалку од два пати поголема од номиналната струја на усвоениот вметок што треба да се постави на почетокот на кабелот Б-В. Бидејќи на почетокот на кабелот Б-В е усвоен осигурувач со номинална струја на топливиот вметок од 35 А за да се обезбеди селективност на заштитата, номиналната струја на топливиот вметок на осигурувачот на почетокот на кабелот А-Б, треба да не биде помала од 70 А. Поради тоа ќе усвоиме номиналната струја на топливиот вметок на осигурувачот на почетокот на кабелот А-Б да биде:

$$I_{\text{в.ном.А}} = 80 \text{ А.}$$

За да може избраниот осигурувач да претставува ефикасна заштита од преоптоварување на кабелот А-Б, трајно дозволената струја на кабелот треба да ја задоволува релацијата (7.3), т.е. треба да биде:

$$1,6 \cdot I_{\text{в.ном.А}} \leq 1,45 \cdot I_{\text{дозв.А-Б}}, \quad (7.6)$$

од каде што следува:

$$I_{\text{дозв.А-Б}} \geq \frac{1,6 \cdot I_{\text{в.ном.А}}}{1,45} = \frac{1,6 \cdot 80}{1,45} = 88,3 \text{ А.} \quad (7.7)$$

И за релацијата А-Б ќе се одлучиме за кабел од алуминиум со изолација од поливинил-хлорид. Врз основа на релацијата (7.7), од табелата 3.2 произлегува дека ќе задоволи кабел кај кој плоштината на номиналниот напречен пресек на спроводниот дел на секоја од фазните жили е најмалку  $50 \text{ mm}^2$ . Поради тоа усвојуваме кабел со ознака РР 00-А 4×50 0,6/1 kV. Неговата најголема трајно дозволена струја изнесува 94 А.

Останува уште да се провери дали така димензионираните кабли го задовуваат условот за дозволена загуба на напонот. За таа цел ќе ја пресметаме загубата на напонот кај вториот потрошувач. Бидејќи пресеците не се големи, за пресметката на загубата на напонот може да се користи поедноставната равенка (4.16). Така за загубата на напонот кај вториот потрошувач можеме да напишеме:

$$\Delta u = \frac{1}{K} \cdot \left( \frac{P_{A-B} \cdot l_{A-B}}{S_{A-B}} + \frac{P_{B-B} \cdot l_{B-B}}{S_{B-B}} \right). \quad (7.8)$$

За кабли со спроводници од алуминиум, при напон 400 V, од табелата 4.1 земаме  $K = 51$ . Со тоа, од равенката (7.8) пресметуваме:

$$\Delta u = \frac{1}{51} \cdot \left( \frac{32 \cdot 100}{50} + \frac{15 \cdot 70}{10} \right) = \frac{1}{51} \cdot (64 + 105) = 3,31\%. \quad (7.9)$$

Од равенката (7.9) произлегува дека со избраните кабли не е задоволен зададениот услов, според кој загубата на напонот кај вториот потрошувач не смее да биде поголема од 3%. Во таков случај сме принудени да избереме кабли со помали активни отпорности. Како што се гледа од равенката (7.9), загубата на напонот во кабелот Б-В е поголема отколку онаа во кабелот на релација А-Б. Поради тоа на релацијата Б-В ќе усвоиме кабел со поголем пресек, т.е. ќе усвоиме кабел РР 00-А 4×16 0,6/1 kV. Неговата трајно дозволена струја изнесува 52 А и ја задовува релацијата (7.5). Осигурувачот на неговиот почеток нека биде, пак, со номинална струја на топливиот вметок од 35 А. Со тоа се запазуваат сите услови за ефикасна заштита како од куса врска така и од преоптоварување.

Со новоизбраниот кабел за загубата на напонот кај вториот потрошувач пресметуваме:

$$\Delta u = \frac{1}{51} \cdot \left( \frac{32 \cdot 100}{50} + \frac{15 \cdot 70}{16} \right) = \frac{1}{51} \cdot (64 + 65,6) = 2,54\% < 3\%.$$

Бидејќи загубата на напонот е помала од зададената, може да се заклучи дека со новоизбраниот кабел е задоволен и условот за дозволената загуба на напонот.

## 8. ЗАШТИТА ОД ПРЕКУМЕРНИ СТРУИ

### 8.1. Основно

При разни нерегуларни појави (преоптоварувања и дефекти) во спроводниците/каблите можат да се јават прекумерни струи. За да се спречи штетното дејство на тие струи, неопходно е да се предвидат и вградат соодветни заштитни уреди. На разрешувањето на тој проблем е посветен и стандардот [33]. Во основа таму се разликуваат три вида заштитни уреди, и тоа:

- а) уреди што обезбедуваат заштита од струја на преоптоварување и од струја на куса врска;
- б) уреди што обезбедуваат заштита само од струја на преоптоварување и
- в) уреди што обезбедуваат заштита само од струја на куса врска.

Уредите што обезбедуваат заштита од струја на преоптоварување и од струја на куса врска мораат да бидат способни да ја прекинат секоја прекумерна струја до очекуваната струја на куса врска. Прекинувањето треба да се изврши пред да настане покачување на температурата, кое е штетно за изолацијата, споевите, клемите или околината. За оваа намена можат да се користат следниве уреди:

- прекинувач што содржи прекуструен окинувач,
- прекинувач во комбинација со осигурувач,
- осигурувачи gI и gII.

Во седмото поглавје се разгледувани критериумите според кои се избира номиналната струја на топлив вметок на еден осигурувач што служи за заштита од куса врска и за заштита од преоптоварување.

Уредите што обезбедуваат заштита од струја на преоптоварување се уреди со инверзно задоцнување, чијашто способност на прекинување може да биде под очекуваната струја на куса врска на местото каде што е инсталиран уредот.

Ако се работи за заштитен уред кај кој струјата може да се нагоди, под номинална струја на уредот се подразбира онаа струја што е нагодена.

Уредот што обезбедува заштита од преоптоварување не смее да има номинална струја поголема од трајно дозволената струја на штитениот спроводник или кабел и не смее да има номинална струја помала од струјата за која е проектирано струјното коло.

Уредите што обезбедуваат заштита само од струја на куса врска можат да се употребат таму каде што заштитата од преоптоварување се постигнува на друг начин или каде што таа заштита не е задолжителна.

Како уреди за заштита од струи на куса врска можат да се користат:

- прекинувачи со прекуструен окинувач и
- осигурувачи.

Во секоја точка на инсталацијата во која се поставува заштитен уред мора да се знае големината на очекуваната струја на куса врска. Таа се определува со пресметка или со мерење. Заштитниот уред мора да биде со способност за прекинување струи кои не се помали од очекуваната струја на куса врска. Исклучок од ова правило е дозволен ако на страната на напојувањето постои друг заштитен уред (за заштита од струите на кусите врски) и неговите карактеристики се одбрани така што енергијата пропуштена низ него не предизвикува оштетување ни на еден од спроводниците што се напојуваат преку него.

Да разгледаме еден карактеристичен случај кога осигурувачот служи само како заштита од куса врска. Тоа честопати се практикува во струјните коло на асинхрони електрични мотори. Во таквите случаи топливиот вметок на осигурувачот не смее да прегори при кратковремени поголеми струи, какви што се, на пример, струите при пуштање на асинхрони електрични мотори со кусоврзан ротор. Како што е познато, кај таквите електрични мотори струите на пуштање можат да бидат 5 до 8 пати поголеми од номиналната струја на моторот. Да ја означиме најголемата вредност на кратковремената струја во вметокот со  $I_{\text{пушт.}}$ . Со  $\alpha$  ќе го означиме коефициентот што зависи од режимот на пуштање на моторот и од способноста на вметокот да поднесе преоптоварување. Со усвоените ознаки, критериумот за избор на номиналната струја на топливиот вметок може да се изрази со релацијата:

$$I_{\text{в.ном.}} \geq \frac{I_{\text{пушт.}}}{\alpha}. \quad (8.1)$$

Кога моторот ретко се пушта во работа и времето на пуштање е кусо (5-10 s), се зема  $\alpha = 2,5$  [4]. При тешки услови на пуштање, т.е. кога моторот често се пушта или времето на пуштање е долго (40 s и повеќе), тогаш се зема  $\alpha = 1,6$  [4].

Ако преку осигурувачот се напојуваат  $n$  електрични приемници, при што струјата на стационарниот погон на приемникот  $i$  е означена со  $I_{\text{погон.}i}$ , критериумот за избор на номиналната струја на топливиот вметок се изразува со следниве две релации:

$$I_{\text{в.ном.}} \geq f_{\text{едн.}}(n) \cdot \sum_{i=1}^n I_{\text{погон.}i} \quad (8.2)$$

$$I_{\text{в.ном.}} \geq \frac{I_{\text{пушт.најг.}}}{2,5} + f_{\text{едн.}}(n-1) \cdot \sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{погон.}i}, \quad (8.3)$$

каде што со  $I_{\text{пушт.најг.}}$  е означена струјата на пуштање на приемникот со најголема струја на пуштање.

Од друга страна, неопходно е да се провери дали штитениот кабел нема да биде оштетен од струјата на куса врска, пред таа да биде исклучена од заштитниот уред. Колкаво е времето за кое еден кабел, од познат материјал и со позната плоштина на напречниот пресек, може да поднесе струја на куса врска со определен интензитет, се определува со равенката (според стандардот [33]):

$$t = \left( k \cdot \frac{S}{I} \right)^2, \quad (8.4)$$

каде што е:

- $t$  - време, изразено во секунди, за кое кабелот може да ја поднесе струјата на куса врска;
- $S$  - плоштина на напречниот пресек на спроводникот, изразена во  $\text{mm}^2$ ;
- $I$  - ефективна вредност на стварната струја на куса врска, изразена во ампери;
- $k$  - константа чија вредност зависи од материјалот на спроводникот и изолацијата.

Вредностите на константата  $k$  се следните ([33]):

- 115 - за спроводници од бакар изолирани со поливинил-хлорид;
- 135 - за спроводници од бакар изолирани со гума, бутил-гума, умрежен полиетилен или етилен-пропилен-гума;
- 74 - за спроводници од алуминиум изолирани со поливинил-хлорид;
- 87 - за спроводници од алуминиум изолирани со обична гума, бутил-гума, умрежен полиетилен или етилен-пропилен-гума;
- 115 - за споеви со лем од калај, што соодветствуваат за температурата  $160^\circ\text{C}$ .

Треба да се забележи дека наведените вредности за константата  $k$  не важат во случаите кога:

- спроводниците не се изолирани;
- спроводниците се изолирани со минерална изолација;
- плоштината на напречниот пресек е помала од  $10 \text{ mm}^2$ ;
- траењето на струјата на куса врска е подолго од 5 s;
- споевите меѓу спроводниците се од поинаков вид.

Доколку уредот за заштита од струјата на куса врска ги исполнува наведените услови и постои одделен уред за заштита од преоптоварување, нема ограничување номиналната струја на уредот за заштита од струјата на куса врска да не смее да биде поголема од трајно дозволената струја на штитениот спроводник.

## 8.2. Примери

### Пример 8.2.1

На почетокот на кабелот PP 00 4×25 0,6/1 kV е инсталиран осигурувач со топлив вметок од типот gI, со номинална струја 80 A. Очекуваната вредност на струјата на куса врска е 1 kA.

- a) Колку време, без оштетување, кабелот може да ја поднесе дадената струја на куса врска?



- б) Дали инсталираниот осигурувач обезбедува ефикасна заштита на кабелот од струјата на куса врска?

Решение:

а) Бидејќи е во прашање спроводник од бакар со изолација од поливинилхлорид, константата  $k$  ја има вредноста 115 и врз основа на равенката (8.4) може да се пресмета:

$$t = \left( 115 \cdot \frac{25}{1000} \right)^2 = 8,27 \text{ s.}$$

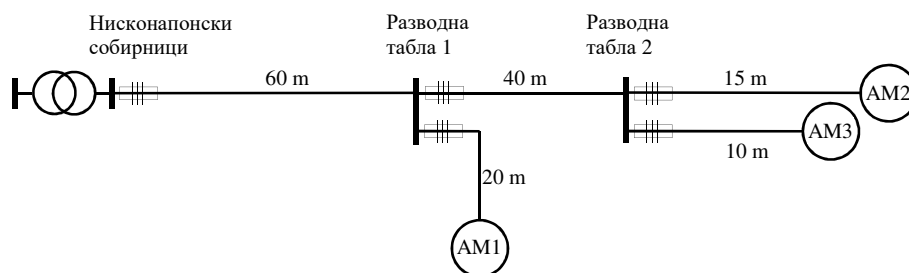
б) За одговор на ова прашање ја користиме карактеристиката струја/ време за топлив вметок со номинална струја 80 А, дадена во Прилогот (слика П.5). Од карактеристиката се гледа дека при струја на куса врска од 1000 А овој вметок ќе дејствува во време што не е подолго од 0,22 s. Од друга страна, во решението под а) добивме дека набљудуваниот кабел може струјата на кусата врска од 1000 А да ја поднесе за време што не е подолго од 8,27 s. Наведените вредности укажуваат дека со примена на наведениот осигурувач се обезбедува ефикасна заштита од струјата на куса врска.

### 8.3. Задачи

- 8.3.1. На почетокот на кабелот XP OO-A 4×10 0,6/1 kV е поставен осигурувач со топлив вметок од типот gI. Номиналната струја на топливиот вметок е 63 А. Дали со тоа е обезбедена ефикасна заштита на кабелот ако струјата на куса врска изнесува 2000 А?
- 8.3.2. На почетокот на кабелот PP OO-A 3×25+16 0,6/1 kV е поставен осигурувач со топлив вметок од типот gI. Номиналната струја на топливиот вметок изнесува 100 А. Интензитетот на очекуваните струи на куса врска не е поголем од 2,6 kA. Дали кабелот е соодветно заштитен од струите на кусите врски?
- 8.3.3. Трансформатор со преносен однос 10/0,42 kV/kV напојува нисконапонска мрежа со номинален напон 400 V. Од нисконапонските собирници на кои е приклучен трансформаторот до првата разводна табла е поставен во земја кабел долг 60 m (слика 8.1). Од првата разводна табла до втората разводна табла во кабелници е поставен кабел долг 40 m. Од првата разводна табла до првиот трифазен асинхрон мотор (AM1) на сид е поставен кабел долг 20 m. Од втората разводна табла до вториот трифазен асинхрон мотор (AM2) е поставен кабел долг 15 m. Од втората разводна табла до третиот трифазен асинхрон мотор (AM3) е поставен кабел долг 10 m. На најголемиот дел од трасата каблите за напојување на вториот и третиот мотор се поставени еден покрај друг на неперфорирани полици, при што температурата на средината е 35°C. Номиналните параметри на првиот мотор се: моќност 18,5 kW, напон 400 V, коефициент на полезно дејство 0,885 и фактор на моќност 0,84. Вториот и

третиот мотор се со еднакви номинални параметри, и тоа: моќност 11 kW, напон 400 V, коефициент на полезно дејство 0,87 и фактор на моќност 0,75. Моторите нема да се пуштаат едновремено (туку еден по еден), но ќе работат едновремено и со номинално оптоварување. За секој од моторите времето на пуштање не е подолго од 10 s и струјата на пуштање е шест пати поголема од номиналната струја. Загубата на напонот кај секој од моторите не смее да биде поголема од 3%. Сите кабли се со спроводници од бакар и изолација од поливинил-хлорид. За заштита од струи при куса врска, на почетокот на секој од каблите е предвиден соодветен осигурувач со топлив вметок. Да се определат номиналните напречни пресеци на каблите и номиналните струи на топливите вметоци.

Забелешка: За трансформаторот со преносен однос 10/0,42 kV/kV да се земе дека останатите параметри се исти како кај трансформатор со преносен однос 10/0,4 kV/kV, со кој има еднаква номинална моќност.



Слика 8.1. Еднополна шема за задачата 8.3.3

## 9. СТАНДАРДНИ НИСКОНАПОНСКИ СИСТЕМИ

### 9.1. Основно

Во зависност од тоа дали во нисконапонскиот систем има заземјени точки, како и во зависност од тоа за што се поврзани изложените спроводни делови на електричните уреди, според стандардот [31] се дозволени следниве три нисконапонски системи на напојување:

- TN - систем (шематски прикажан на сликите 9.1, 9.2 и 9.3),
- TT - систем (шематски прикажан на сликата 9.4) и
- IT - систем (шематски прикажан на сликата 9.5).

Во натамошното излагање во ова поглавје ќе бидат дадени дефинициите на секој од наведените нисконапонски системи на напојување. Но, најнапред, да се задржиме на значењата на употребените ознаки во називите на тие системи.

Во зависност од тоа дали е на првата или на втората позиција, секоја буква во наведените ознаки има точно дефинирано значење. Со првата буква се означува како системот е поврзан со земјата. Значењата на употребените букви се следниве:

- T - една точка на системот е директно поврзана со земјата,
- I - сите спроводници под напон се изолирани во однос на земјата или една точка е поврзана со земјата преку доволно голема импеданција.

Доколку во еден систем со наизменичен напон една точка на системот треба да се поврзе со земјата, правило е тоа да биде неговата *неутрална точка*. Најчест е случајот нисконапонскиот систем да се напојува преку трансформатор. Во таков случај, ако е потребно, точката што се заземјува е ѕвездиштето на нисконапонската страна на трансформаторот.

Со втората буква се означува за што се поврзани изложените спроводни делови на електричните уреди. Значењата на употребените букви се следниве:

- T - директно електрично поврзување на изложените спроводни делови со земјата, независно од тоа дали и како некоја точка на системот е поврзана со земјата;
- N - директно електрично поврзување на изложените спроводни делови на електричните уреди со заземјената точка на системот на напојувањето.

Доколку во називот на системот постојат третата и четвртата буква, нивните значења се следниве:

- S - неутралниот и заштитниот спроводник се водат како два одделни спроводника,
- C - еден спроводник ја има улогата и на неутралниот спроводник и на заштитниот спроводник.

## 9.2. TN-системи

*TN-системите* на напојување имаат една директно заземјена точка, а изложените спроводни делови на електричните уреди се поврзани со таа точка со помош на заштитни спроводници.

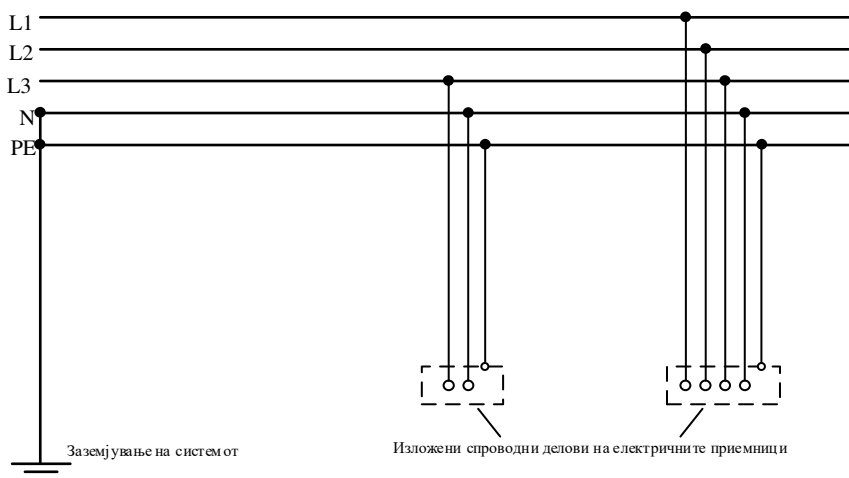
Разликуваме три типа TN-системи, и тоа:

- TN-S-систем, кај кој низ целиот систем неутралниот спроводник е одделен од заштитниот (шематски приказ на таков систем е даден на сликата 9.1);
- TN-C-систем, кај кој низ целиот систем функциите на неутрален и заштитен спроводник се обединети во еден спроводник кој се нарекува *заштитно-неутрален спроводник* (шематски приказ на таков систем е даден на сликата 9.2);
- TN-C-S-систем, кај кој функциите на неутрален и заштитен спроводник се обединети во еден спроводник само во еден дел од системот (шематски приказ на таков систем е даден на сликата 9.3).

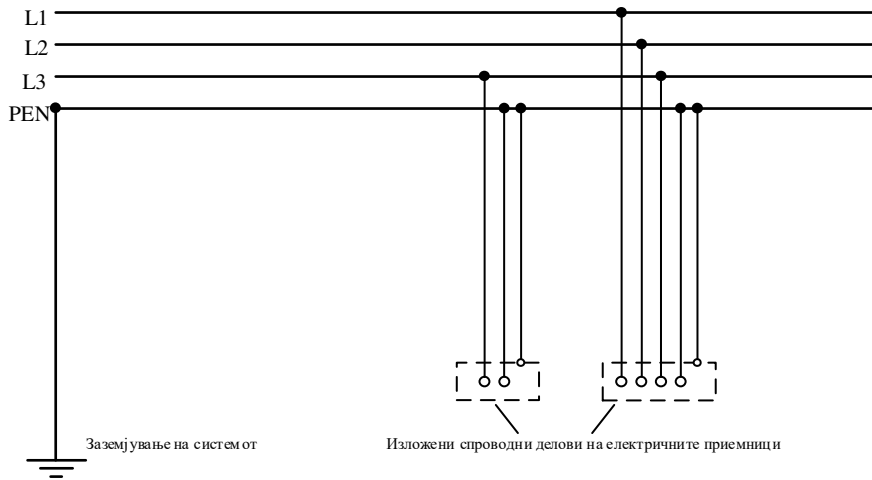
На сликите 9.1, 9.2 и 9.3 се користени следниве ознаки:

- L1, L2 и L3 означуваат фазни спроводници,
- N означува неутрален спроводник,
- PE означува заштитен спроводник,
- PEN означува заштитно-неутрален спроводник.

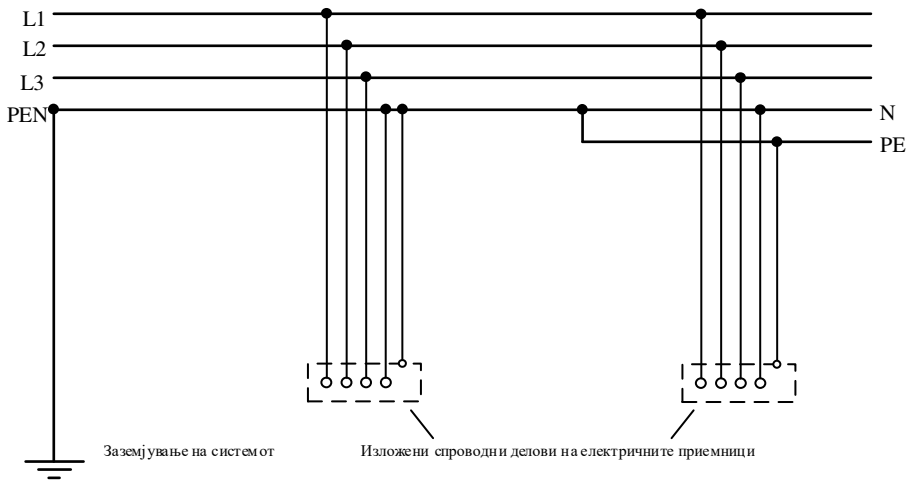
На секоја од наведените слики е прикажано поврзување на еден трифазен и еден монофазен електричен приемник. На сликите не се прикажани заштитните уреди во колата на електричните приемници.



Слика 9.1. TN-S-систем



Слика 9.2. TN-C-систем



Слика 9.3. TN-C-S-систем

Заради обезбедување ефикасна заштита од индиректен допир (што е предмет на десеттото поглавје), покрај директното заземјување на една точка, во TN-системите е потребно заштитниот спроводник, односно заштитно-неутралниот спроводник, да биде заземјен на повеќе места во мрежата.

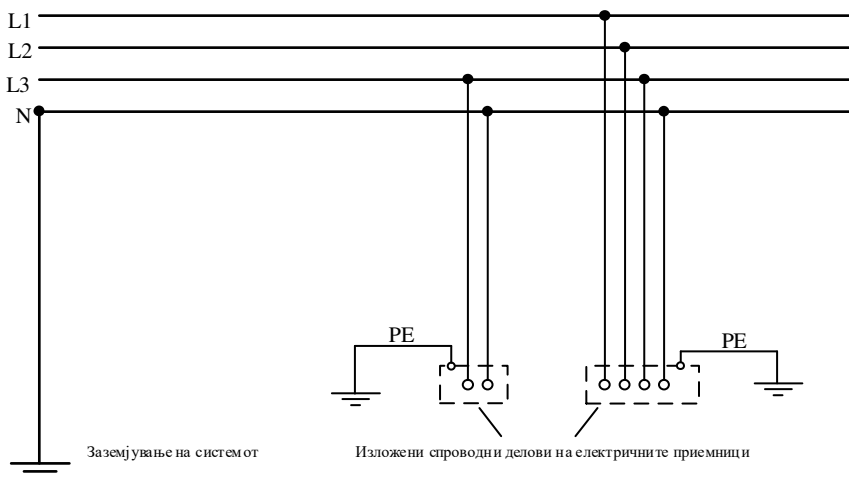
Важно е да се забележи дека, според стандардот [35], доколку од некоја точка во инсталацијата се раздвоени функциите на заштитниот (PE) и неутралниот спроводник (N), по таа точка не е дозволено нивното повторно поврзување, ниту е дозволено во тој дел на инсталацијата неутралниот спроводник да биде заземјуван.

Освен тоа, според стандардот [35], во TN-системите улогата на заштитниот спроводник и улогата на неутралниот спроводник може да ги преземе еден спроводник доколку се исполнети следниве услови:

- нисконапонската инсталација е фиксно поставена,
- номиналниот напречен пресек на неутралниот спроводник е најмалку  $10 \text{ mm}^2$  ако е од бакар, односно  $16 \text{ mm}^2$  ако е од алуминиум, и
- делот на инсталацијата не се наоѓа помеѓу заштитниот уред што дејствува на диференцијална струја и електричниот приемник.

### 9.3. TT-системи

*TT-системите* на напојување имаат една директно заземјена точка, а изложените спроводни делови на електричните уреди се поврзани за земјата преку заземјувања кои се електрично независни од заземјувањето на системот на напојувањето. Шематски приказ на таков систем е даден на слика 9.4. На сликата е прикажано поврзување на еден монофазен и еден трифазен електричен приемник, но на неа не се прикажани заштитните уреди во колата на тие приемници.



Слика 9.4. TT-систем

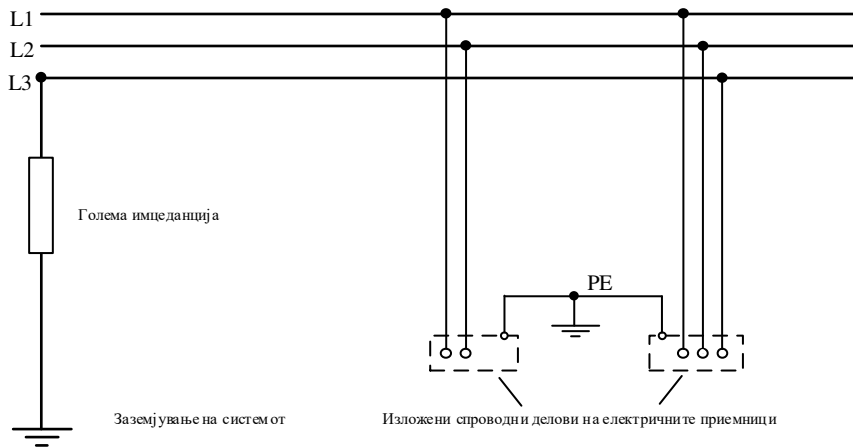
### 9.4. IT-системи

*IT-системите* на напојување немаат ни една директно заземјена точка, а изложените спроводни делови на електричните уреди се заземјени. Со други зборови, во IT-системите инсталацијата мора да биде изолирана од земјата или поврзана со земјата преку доволно голема импеданција. Шематски приказ на таков систем е даден на слика 9.5. На сликата е прикажано поврзување на еден приемник поврзан на меѓуфазен напон

и еден трифазен електричен приемник, но на неа не се прикажани заштитните уреди во колата на тие приемници.

Поврзувањето за земјата преку голема импеданција може да се изведе во неутралната точка (свездиштето) или во вештачкото свездиште. Дозволено е вештачкото свездиште директно да се поврзе со земјата доколку резултантната нулта импеданција е доволно голема.

Кога не постои свездиште, дозволено е преку соодветната импеданција да се заземји еден од фазните спроводници.



Слика 9.5. TT-систем

## 10. ЗАШТИТА ОД ИНДИРЕКТЕН ДОПИР

### 10.1. Основно

Изложените спроводни делови на електричната опрема електрично се изолирани од деловите за кои е предвидено да доаѓаат под електричен напон. Но во случај на дефект на таа изолација може да се појави напон меѓу изложените спроводни делови и земјата. Допир на човек со таквите спроводни делови се нарекува *индиректен допир*.

Бројна е употребата на електричните уреди со изложени спроводни делови, не само во индустријата туку и во домаќинствата. Оттука и потребата заштитата од индиректен допир да биде доследно спроведувана во сите услови во кои таквите уреди постојат. Основите на таа заштита се дадени во Правилникот за техничките нормативи за електрични инсталации за низок напон [17] и во стандардот [32]. Тука, во нешто скратена верзија, ќе бидат изнесени принципите содржани во тие публикации.

Според наведената техничка регулатива заштитата од индиректен допир може да се постигне со:

- автоматско исклучување на напојувањето,
- примена на уреди од класа II или уреди со соодветна изолација,
- поставување во неспроводни простории,
- локално израмнување на потенцијалите, без поврзување со земја, и
- електрично одделување.

Покрај тоа, стандардот [32] определува во секоја зграда да се изведе *главно израмнување на потенцијалите*. За постигнување на таа цел е потребно со шината за израмнување на потенцијалите да се поврзат: земјоводот, главниот спроводник за заштита, металните делови на објектот (вклучувајќи ги гасоводите, водоводите, топоводите, челичните конструкции и слично) и громобранската инсталација, како што е прикажано на сликата 10.1. Спроводниците со кои се поврзуваат наведените елементи со шината за израмнување на потенцијалите се нарекуваат *главни спроводници за израмнување на потенцијалите*. Напречниот пресек на еден главен спроводник за израмнување на потенцијалите не смее да биде помал од половината на напречниот пресек на заштитниот спроводник со најголем напречен пресек во инсталацијата. Но, напречниот пресек на главниот спроводник за израмнување на потенцијалите не смее да биде помал од  $6 \text{ mm}^2$  [35].

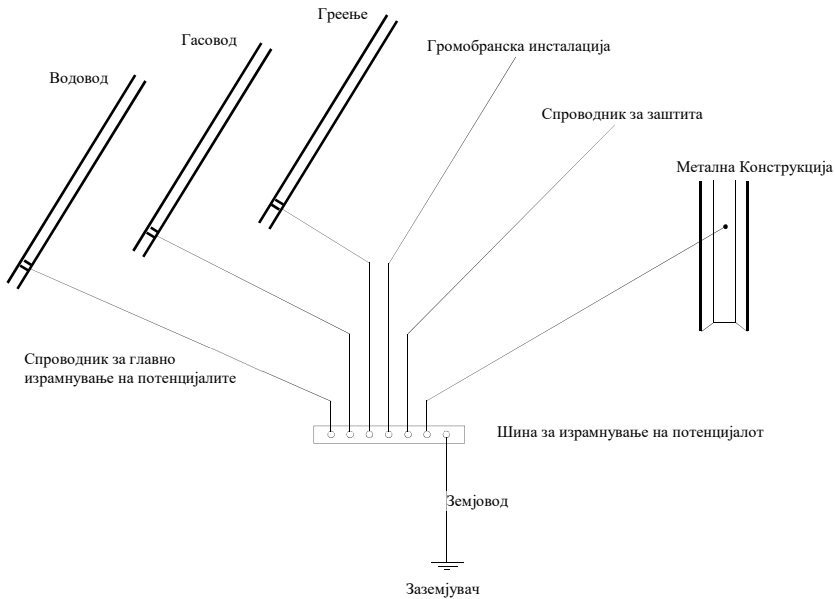
Спроводните делови што еднавпор влегуваат во зградата задолжително се поврзуваат со шината за израмнување на потенцијалите со помош на спроводници за главно израмнување на потенцијалите, а поврзувањето треба да биде што е можно поблиску до местото каде спроводниот дел влегува во зградата.

Задачата на главното израмнување на потенцијалите е да ја спречи појавата на различни потенцијали помеѓу одделни спроводни делови во објектот. На тој начин, при појава на грешки во електроенергетските инсталации, се намалуваат можностите човек со своето тело да премости два спроводни елемента со различни потенцијали,



што за него би можело да биде опасно, дури и фатално. Оваа мерка е значајна, бидејќи се однесува и на објекти што се користат од луѓе кои не се електричари и кои не се обучени да се однесуваат претпазливо.

Заслужува да се нагласи дека главното израмнување на потенцијалите е мерка која треба да се изведува независно од начинот на кој се изведува заштитата од индиректен допир.



Слика 10.1. Главно израмнување на потенцијалите

## 10.2. Заштита по пат на автоматско исклучување на напојувањето

За реализација на оваа заштита е неопходно во напојното коло на заштитниот уред да се вградат соодветни заштитни уреди. Задача на заштитниот уред е да исклучи при дефект на изолацијата меѓу деловите за кои е предвидено да доаѓаат под електричен напон и изложените спроводни делови. Исклучувањето мора да биде автоматско. Тоа треба да се изврши во толку кусо време кое не дозволува одржување очекуван напон на допир повисок од соодветно дозволеният. Дозволени се:

- наизменичен напон со ефективна вредност до 50 V,
- еднонасочен напон до 120 V (без брановитост, т.е. уделот на брановитоста да не преминува 10% од ефективната вредност).

Начините на кои се овозможува заштитните уреди да ги исполнат наведените принципи на заштитата зависат од типот на нисконапонскиот систем на напојувањето.

Тука ќе бидат разгледувани само стандардните нисконапонски системи: TN-систем, TT-систем и IT-систем. За секој од овие системи се предвидени соодветни мерки на заштита од индиректен допир.

### 10.2.1. Заштита во TN-системи

Не само во регуларен погон туку и во случај на дефект, во TN-системите потенцијалот на заштитниот спроводник (односно заштитно-неутралниот спроводник) треба да биде што поблиску до потенцијалот на земјата. За да се постигне тоа, заштитниот (односно заштитно-неутралниот) спроводник задолжително се заземјува кај соодветниот напоен трансформатор (генератор) и, по правило, при влегување во згради (објекти) и на сите места каде постојат други ефикасни врски со земјата. Ако такви врски нема (или ги нема доволно), треба да се изведат дополнителни заземјувачи и за нив да се поврзе заштитниот (односно заштитно-неутралниот) спроводник. Притоа со сите користени заземјувачи треба да се обезбеди заштитниот (односно заштитно-неутралниот) спроводник да биде заземјен во повеќе точки и тие точки треба да бидат колку што е можно порамномерно распределени по неговата должина.

Ако било каде во нисконапонската електроенергетска инсталација, во која е применет TN-системот, дојде до куса врска со занемарливо мала импеданција помеѓу фазниот и заштитниот спроводник или помеѓу фазниот спроводник и изложените спроводни делови на некој од електричните уреди, тогаш заштитниот уред мора да исклучи автоматски. Најдолгото дозволено време на исклучување е зависно од номиналниот напон на нисконапонската електроенергетска инсталација во однос на земјата. Најголемите должини на тоа време се дадени во табелата 10.1. Но, според стандардот [32], дефинирани се определен број случаи во кои времето на исклучување може да биде подолго од времето наведено во табелата 10.1, но *не подолго од 5 s*.

Табела 10.1. Најдолго време на исклучување во TN-системите [32]

Номинален напон во однос на земјата	Најдолго време на исклучување
120 V	0,8 s
230 (220) V	0,4 s
277 V	0,4 s
400 (380) V	0,2 s
повеќе од 400 V	0,1 s

Се смета дека времињата на исклучување, наведени во табелата 10.1, се во согласност со дозволените вредности на напоните на допир (наведени во почетокот на потпоглавјето 10.2), и тоа за крајните струјни кола со кои се напојуваат вклучници или директно (без вклучници) рачни апарати од класа I, односно апарати кои при употреба се движат со рака.

Меѓутоа, во определени случаи стандардот [32] дозволува времето на исклучување да биде подолго од соодветно дефинираното во табелата 10.1, но не подолго од 5 s. Тие случаи се однесуваат на:

- струјни кола за главно напојување, или
- крајни струјни кола што напојуваат само непренослива опрема, кога се приклучени на разводна табла на која не се врзани струјни кола за кои се бара време на исклучување според табелата 10.1, или
- крајни струјни кола што напојуваат само непренослива опрема, кога се приклучени на разводна табла на која се врзани и струјни кола за кои се бара време на исклучување според табелата 10.1, под услов да постои локално израмнување на потенцијалите во таа разводна табла која ги содржи истите типови надворешни спроводни делови како и главното израмнување на потенцијалите наведено во потпоглавјето 10.1. Но локалното израмнување на потенцијалите не се бара ако е исполнет условот:

$$R_{PE} \leq 50 \cdot \frac{Z_{\text{конт.}}}{U_{\text{фазен}}}, \quad (10.1)$$

каде што е:

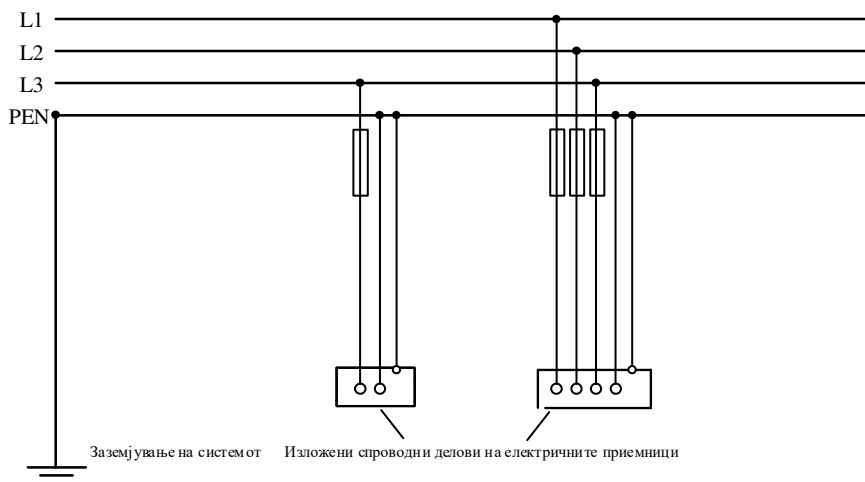
- $R_{PE}$  - отпорност на заштитниот спроводник помеѓу разводната табла и главното израмнување на потенцијалите;
- $Z_{\text{конт.}}$  - импеданција на контурата на грешката во која се опфатени изворот, спроводникот под напон и заштитниот спроводник од изворот до местото на дефектот;
- $U_{\text{фазен}}$  - номинален напон во однос на земјата.

Како заштита од индиректен допир, во TN-системите можат да се користат:

- заштитни уреди од преголема струја или
- заштитни уреди за диференцијална струја.

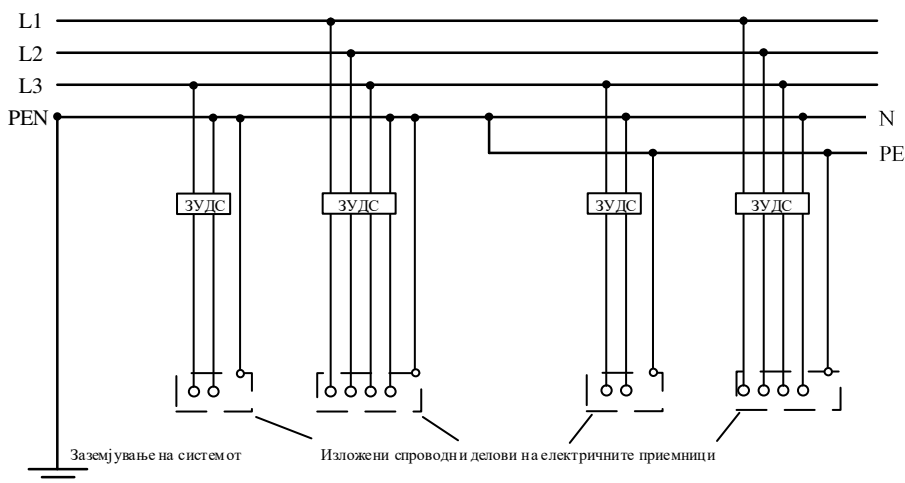
Заштитата од индиректен допир во TN-C-системите најчесто се обезбедува со заштитни уреди од преголема струја. На сликата 10.2 е прикажан случајот кога во TN-C-системот како заштитни уреди од преголема струја се користат осигурувачи.

Ако во TN-системите се користи заштитен уред за диференцијална струја (означен со ЗУДС на сликата 10.3), заштитно-неутралниот спроводник не смее да се користи како заштитен спроводник на страната на оптоварувањето на заштитниот уред. Со други зборови, изложените спроводни делови на напојуваниот електричен приемник мораат да бидат поврзани со заштитно-неутралниот спроводник на страната на напојувањето на заштитниот уред за диференцијална струја, како што е прикажано на сликата 10.3.



Слика 10.2. Заштита со осигурувачи во TN-C-систем

Треба да се забележи дека на сликата 10.3 не се прикажани заштитните уреди што служат за заштита на колото од куса врска. Такви уреди се потребни, бидејќи во случај на куса врска помеѓу еден од фазните спроводници и нултниот спроводник или помеѓу два фазни спроводници во колото на електричниот приемник нема да дејствува заштитниот уред за диференцијална струја.



Слика 10.3. Заштита со уреди за диференцијална струја во TN-C-систем и TN-S-систем

Со  $I_a$  ќе ја означиме струјата што обезбедува дејствување на заштитниот уред за автоматско исклучување на напојувањето, во времето дефинирано во табелата 10.1 или, во случаите кога е тоа дозволено, во времето кое не е подолго од 5 секунди. Ако,

пак, со  $Z_{\text{конт.}}$  се означи импеданцијата на контурата на кусата врска, а со  $U_{\text{фазен}}$  се означи номиналниот напон во однос на земјата, условот за ефикасна работа на заштитата може да се изрази со релацијата:

$$Z_{\text{конт.}} \cdot I_a \leq U_{\text{фазен}} \quad (10.2)$$

Бидејќи за една инсталација (или мрежа) номиналниот напон во однос на земјата е константа, за конкретна вредност на  $I_a$  заштитата ќе биде ефикасна ако импеданцијата на контурата на грешката ја задоволува релацијата (10.2). Со други зборови, за дадениот номинален напон и за избраните карактеристики на заштитниот уред, ефикасноста на заштитата зависи од големината на импеданцијата на контурата на грешката. Тука заслужува да биде нагласено дека при проверка на ефикасноста на заштитата од индиректен допир во пресметките се зема номиналниот фазен напон (односно номиналниот напон во однос на земјата) без какво и да е зголемување.

Кога за заштита од индиректен допир се користат осигурувачи што треба автоматски да го исклучат напојувањето во случај на дефект на фазната изолација, практично е контролата на ефикасноста на заштитата да се изведе во три чекора што тука ќе бидат наведени.

1° Најнапред се пресметува струјата на грешка во случај на куса врска помеѓу фазен спроводник и изложените спроводни делови. За пресметката се користи равенката (6.3) во која  $U$  се заменува со вредноста на номиналниот напон. Доколку можат да се занемарат импеданциите на среднонапонските водови и на високонапонскиот систем, за пресметка на струјата на грешката може да се користи и равенката (6.8), во која  $U_0$  се заменува со вредноста на номиналниот напон во однос на земјата.

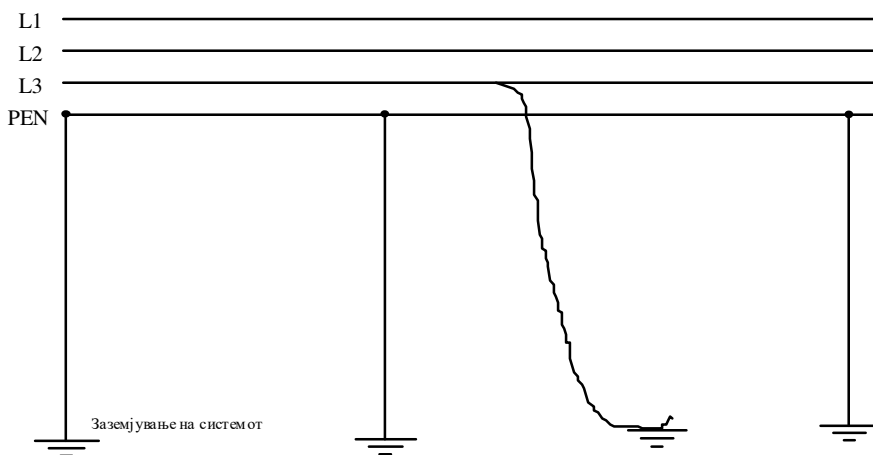
2° Потоа, од дијаграмот време/струја за соодветниот топлив вметок, се определува за кое време вметокот ќе ја прекине струјата со пресметаната вредност, т.е. за пресметаната вредност на струјата на грешка се определува времето на дејствување на осигурувачот.

3° На крајот се проверува дали времето на дејствување на осигурувачот не е подолго од времето за кое, со уважување на конкретните услови според стандардот [32], напојувањето треба да биде исклучено. Во случај на потврден одговор, заштитата од индиректен допир се смета за ефикасна. Во обратен случај се смета дека заштитата од индиректен допир не е ефикасна.

Доколку со заштитните уреди од преголема струја не може да се обезбеди исклучување во дефинираното време, мора да се примени дополнително израмнување на потенцијалите, или да се употребат заштитни уреди за диференцијална струја, или да се одбере друг начин на заштита од индиректен допир.

Кај TN-системите мора да се води сметка потенцијалот на заштитниот спроводник во однос на земјата ни во една ситуација да не биде повисок од дозволениот напон на допир. Во таа смисла, како што беше наведено порано, е потребно заштитниот (односно заштитно-неутралниот) спроводник да биде заземјен

на повеќе места. Нека со  $R_{\text{заз}}$  биде означена еквивалентната отпорност на сите заземјувачи за кои е врзан заштитниот (односно заштитно-неутралниот) спроводник. При тие претпоставки е потребно да се определи каков услов треба да го задоволува  $R_{\text{заз}}$ , за потенцијалот на заштитниот (односно заштитно-неутралниот) спроводник да не биде повисок од 50 V, дури и при врска на некој од фазните спроводници со земјата. Таква врска е поверојатна кај мрежите со надземни водови (слика 10.4). До бараниот услов може да се дојде по пат на упростена анализа, занемарувајќи ги сите импеданции од колото на грешката, освен отпорностите на заземјување.



Слика 10.4. Дефект помеѓу фазен спроводник и земја во TN-систем

Нека  $R_E$  е отпорност на заземјување на фазниот спроводник и нека  $U_{\text{фазен}}$  е номиналната вредност на напонот на фазниот спроводник во однос на земјата. Ако со  $U_{\text{заз}}$  се означи напонот на еквивалентниот заземјувач, чија отпорност е  $R_{\text{заз}}$ , за струјата на грешката во фазниот спроводник и во земјата со прифатлива точност може да се напише:

$$\frac{U_{\text{заз}}}{R_{\text{заз}}} = I = \frac{U_{\text{фазен}} - U_{\text{заз}}}{R_E}. \quad (10.3)$$

Бидејќи, според стандардот [32], напонот на заштитниот спроводник во однос на земјата (што тука е означен со  $U_{\text{заз}}$ ) не смее да биде повисок од 50 V, од равенката (10.3) следува:

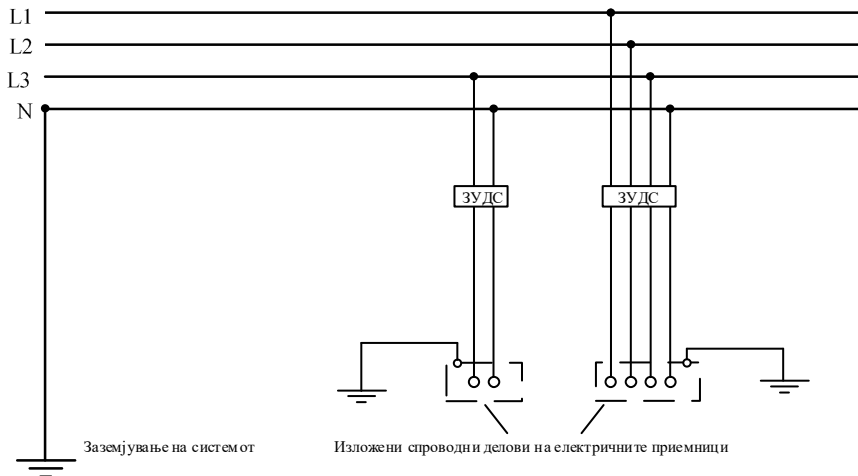
$$\frac{R_{\text{заз}}}{R_E} \leq \frac{50}{U_{\text{фазен}} - 50}. \quad (10.4)$$

Релацијата (10.4) претставува услов што треба да го задоволува еквивалентната отпорност на заземјувачкиот систем за кој е поврзан заштитниот (односно заштитно-неутралниот) спроводник во еден TN-систем. Доколку не се располага со вредноста на  $R_E$ , стандардот [32] дозволува да се земе  $R_E=10 \Omega$ .

### 10.2.2. Заштита во TT-системи

Како заштитни средства од индиректен допир во TT-системите се користат: заштитни уреди за диференцијална струја и заштитни уреди од преголема струја.

Шематски приказ на заштита во TT-систем, со примена на заштитни уреди за диференцијална струја, е даден на сликата 10.5. Доколку се користи заштита со примена на осигурувачи, шемата е како на сликата 10.6. На сликите 10.5 и 10.6 е прикажано поврзување на по еден монофазен и еден трифазен електричен приемник. На сликата 10.5 се прикажани само заштитните уреди што се користат за заштита од индиректен допир, но не се прикажани заштитните уреди што служат за заштита од куса врска во колата на електричните приемници.



Слика 10.5. Заштита во TT-систем со уреди за диференцијална струја

Во случај на дефект на изолацијата помеѓу еден од фазните спроводници и изложените спроводни делови на некој од електричните уреди, заштитата треба да оневозможи потенцијалот на изложените спроводни делови во однос на земјата да биде поголем од 50 V. Тоа значи дека отпорноста на заземјувачкиот систем на кој се приклучени изложените спроводни делови и отпорноста на соодветниот заштитен спроводник не можат да бидат произволни. Ако сумата на тие две отпорности ја означиме со  $R_A$ , а со  $I_a$  ја означиме струјата која во пропишаното време го обезбедува

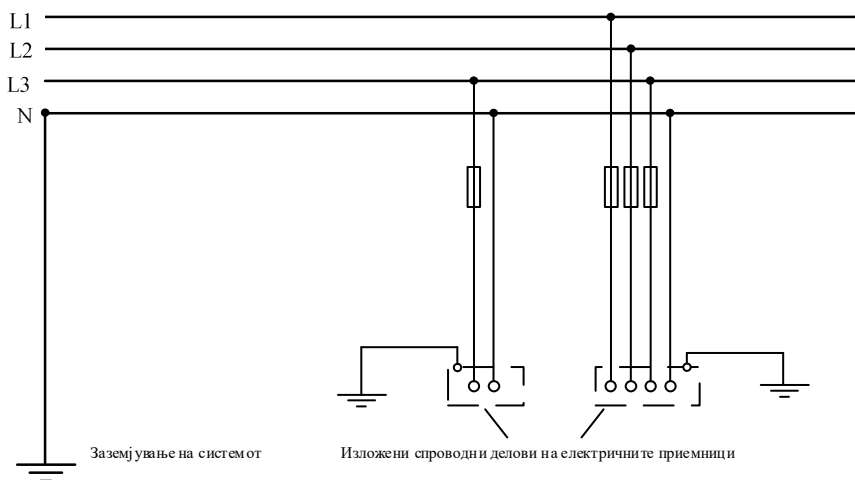
дејствувањето на заштитниот уред, тогаш условот за ефикасноста на заштитата се изразува со релацијата:

$$R_A \cdot I_a \leq 50. \quad (10.5)$$

При користење на заштитниот уред за диференцијална струја (слика 10.5) струјата  $I_a$  е еднаква на вредноста на номиналната диференцијална струја на реагирање на уредот.

Според стандардот [32], кога се користи заштитен уред од преголема струја (како што е прикажано на сликата 10.6), тој мора да биде со карактеристики на:

- уред со инверзна временска карактеристика, при што  $I_a$  мора да биде струја која обезбедува автоматско дејствување во време што не е подолго од 5 s или
- уред со моментна карактеристика на реагирање, при што  $I_a$  мора да биде најмалата струја која обезбедува моментално реагирање.



Слика 10.6. Заштита во TT-систем со примена на осигурувачи

Од причините наведени во примерот 10.8.2, иако стандардот [32] дозволува заштитата од индиректен допир во TT-системите да се реализира со заштитни уреди од преголема струја, во пракса тоа може да се прифати само во оние случаи во кои може да се обезбеди заземјување со соодветно мала отпорност на распростирање на заземјувачкиот систем под економски прифатливи услови.

Доколку, во конкретни услови,  $R_A$  и  $I_a$  не можат да ја задоволат релацијата (10.5), мора да се примени дополнително израмнување на потенцијалите или да се употребат заштитни уреди за диференцијална струја или да се користи друг вид на заштита од индиректен допир.



### 10.2.3. Заштита во IT-системи

За заштита од индиректен допир во IT-системите се користат:

- контролник на изолација,
- заштитен уред од преголема струја,
- заштитен уред за диференцијална струја.

За да биде заштитата од индиректен допир ефикасна, отпорноста  $R_A$  на заземјувачите за кои се врзани изложените спроводни делови и струјата  $I_{\text{деф.}}$ , во случај на првата врска преку занемарлива импеданција помеѓу фазен спроводник и изложените спроводни делови, мораат да го задоволуваат условот:

$$R_A \cdot I_{\text{деф.}} \leq 50. \quad (10.6)$$

Големината на струјата  $I_{\text{деф.}}$  зависи не само од импеданцијата на заземјувањето на електричната инсталација туку и од адмитанцијата на изолацијата меѓу фазниот спроводник и земјата.

Ако за јавување дека меѓу деловите под напон и изложените спроводни делови или земјата настанал прв дефект се користи контролник на изолација, тогаш тој мора да даде звучен и/или визуелен сигнал. Притоа не се исклучува напојувањето. Но, се препорачува дефектот да се отстрани во најкус можен рок. Доколку првиот дефект не е отклонет, а настане втор дефект, задолжително е преземање мерки за избегнување на ризикот од штетното физиолошко дејство врз луѓето кои доаѓаат во допир со едновремено достапните спроводни делови. Затоа, во тие случаи, како заштитна мерка се презема исклучување на напојувањето.

Со стандардот [32] е дефинирано најдолгото време за кое заштитата мора да го исклучи напојувањето при појава на втор дефект, т.е. при пробив на изолацијата помеѓу втора фаза и земјата или изложените спроводни делови. Тоа време е наречено најдолго време на исклучување. Неговата должина не е еднаква во сите IT-системи и зависи како од висината на напонот во однос на земјата и меѓуфазниот напон така и од присуството на неутралниот спроводник. Дозволено е најдолгото време на исклучување да не биде подолго од 5 s за оние струјни кола за кои во случај на примена на TN-систем (оддел 10.2.1) беше дозволено најдолгото време на исклучување да не биде подолго од 5 s. Во останатите случаи најдолгите времиња на исклучување се определуваат според табелата 10.2.

Иако со IT-системите се обезбедува поголема непрекинатоост во снабдувањето со електрична енергија, сепак тој систем се користи само во специјални случаи (театри, рудници и сл.). Причината за ограничената примена е неопходноста тој систем да биде под траен надзор на квалификуван погонски персонал.

Табела 10.2. Најдолги времиња на исклучување при втор дефект во ИТ-систем [32]

Напон во однос на земја/линиски $U_0/U$ V/V	Најдолго време на исклучување	
	Неутрален спроводник не постои	Неутрален спроводник постои
120/240	0,8 s	5 s
230/400 (220/380)	0,4 s	0,8 s
400/690	0,2 s	0,4 s
580/1000	0,1 s	0,2 s

### 10.3. Заштита со употреба на уреди од класа II или уреди со соодветна изолација

Според [32], при грешка на основната изолација на електричниот уред, за спречување појава на опасен напон на допир на изложените спроводни делови можат да се користат посебни уреди, т.е.

- уреди со двојна или зајакната изолација (односно опрема од класа II) и/или
- уреди (фабрички изработени) со потполна изолација.

Оваа опрема се означува со симболот  .

Како примери на таква опрема во домаќинствата можат да се наведат: радио и телевизиски апарати, разни рачни миксери (што се употребуваат за подготвување храна), апарати за бричење, апарати за сушење коса и др.

### 10.4. Заштита со поставување во неспроводливи простории

При дефект на основната изолација меѓу некој од фазните спроводници и изложените спроводни делови, со примена на оваа заштитна мерка се спречува човек да се најде во услови за истовремен допир на спроводни делови со различни потенцијали. Тоа се постигнува со користење на простории со изолирани сидови и изолиран под, при што треба да се задоволи барем еден од условите што тука се наведени под а, б и в [32].

а) Растојанието помеѓу два изложени спроводни дела, независно од нивната намена, не е помало од 2 m, односно 1,25 m надвор од зоната на дофат на рака.

б) Ако помеѓу изложените спроводни делови растојанието е помало од наведеното под а), се поставуваат прегради. Преградите не смеат да се врзуваат за изложените спроводни делови и за заземјувачите, а по можност треба да се од изолационен материјал.

в) Употребената изолација мора да биде со доволна механичка цврстина и да издржи испитен напон од најмалку 2000 V. Во услови на нормална употреба, струјата на одведување не смее да биде поголема од 1 mA.

На секое место електричниот отпор на изолационите сидови и подот мора да биде најмалку 50 k $\Omega$  ако номиналниот напон на инсталацијата не е поголем од 500 V, односно 100 k $\Omega$  ако номиналниот напон на инсталацијата е поголем од 500 V.

### **10.5. Заштита со локално израмнување на потенцијалите без поврзување со земјата**

Локалното израмнување на потенцијалите без поврзување со земјата се користи како мерка со која се спречува да настане опасен напон на допир во една просторија [32]. За изведување на оваа мерка мораат меѓусебно да бидат поврзани сите спроводни делови што човек може едновременно да ги допре. Така изведеното поврзување не смее да има врска со земјата ниту директна ниту индиректна (преку надворешни спроводни делови). Доколку овој услов не може да се исполни, мора да се примени заштита од индиректен допир со автоматско исклучување на напојувањето.

При примена на оваа мерка особено внимание му се посветува на обезбедувањето на луѓето, за тие да не бидат изложени на опасна разлика на потенцијали при влегување во просторија во која е спроведено локално израмнување на потенцијалите. Со други зборови, треба да не биде можно човек да направи едновремен допир на спроводни делови од просторијата во која е изведено локално израмнување на потенцијалите и спроводни делови надвор од таа просторија.

### **10.6. Заштита со електрично одделување**

Електричното одделување се користи како мерка за спречување на појавата на опасен напон на допир во случај на дефект на основната изолација на струјното коло [32]. Оваа заштита се постигнува на тој начин што струјните кола се напојуваат преку трансформатор за одделување (слика 10.7) или преку извор кој дава степен на сигурност како и трансформаторот за одделување (на пример, мотор-генератор со намотки соодветно изолирани). Освен тоа, во [32] се наведени и други ограничувања за оваа заштита што тука ќе бидат изнесени.

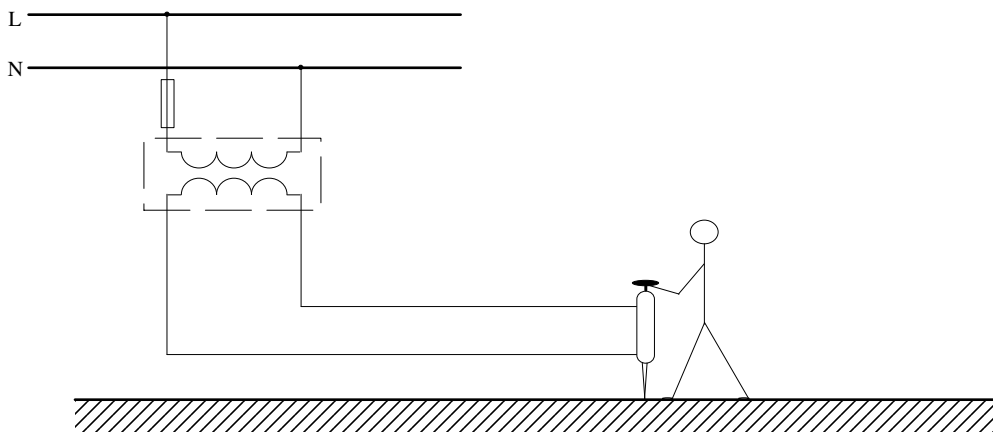
а) Номиналниот напон на електрично одделеното струјно коло не смее да биде повисок од 500 V, а должината на колото не смее да биде поголема од 500 m.

б) Деловите на одделено струјно коло, за кои е предвидено да бидат под напон, не смеат да имаат заеднички точки со други струјни кола ниту да имаат некоја точка поврзана за земја.

в) Електрично одделените струјни кола се поставуваат одделено од другите струјни кола.

г) Изложените спроводни делови на уредите што се напојуваат преку одделено струјно коло задолжително меѓусебно се поврзуваат со изолирани незаземјени спроводници за израмнување на потенцијалот. Тие спроводници не смеат да бидат поврзани ниту со заштитните спроводници ниту со било какви други спроводни делови.

д) Во случај едновременно да настанат пробиви на изолацијата помеѓу два спроводника со различни потенцијали и изложените спроводни делови, заштитниот уред мора да го исклучи напојувањето во време што не е подолго од 0,2 секунди.



Слика 10.7. Заштита со трансформатор за одделување

## 10.7. Димензионирање на заштитните спроводници

Како заштитни спроводници можат да се користат [35]:

- спроводници (жили) во повеќежилни кабли или повеќежилни изолирани спроводници,
- неизолирани или изолирани спроводници во заеднички канал, инсталациски канал или инсталациска цевка,
- одделни изолирани или неизолирани спроводници,
- метални облоги (како што се, на пример, кај некои кабли: метален плашт, механичка заштита и сл.),
- метални инсталациски цевки или метални инсталациски канали,
- определени други спроводни делови, во согласност со стандардот [35].

Кога како заштитен спроводник се користи една жила од повеќежилен кабел или од повеќежилен изолиран спроводник, нејзиниот напречен пресек не смее да биде помал од соодветната вредност дадена во табелата 10.3 ако системот е IT, односно во табелата 10.4 ако системот е TN или TT.

Табела 10.3. Најмали пресеци на заштитните спроводници во IT-системите [35]

Пресек на фазниот спроводник $S$ (mm <sup>2</sup> )	Најмал пресек на заштитниот спроводник (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 10$	$S$
$S > 10$	10

Табела 10.4. Најмали пресеци на заштитните спроводници во TT и TN-системите [35]

Пресек на фазниот спроводник $S$ (mm <sup>2</sup> )	Најмал пресек на заштитниот спроводник (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S$
$16 \leq S \leq 35$	16
$S > 35$	$S/2$

Во случај кога заштитниот спроводник не е дел на кабел или на изолиран спроводник, плоштината на неговиот напречен пресек не смее да биде помала од:

- 2,5 mm<sup>2</sup> за спроводници од бакар, односно 4 mm<sup>2</sup> за спроводници од алуминиум;
- 4 mm<sup>2</sup> ако заштитните спроводници од бакар немаат механичка заштита;
- 50 mm<sup>2</sup> ако заштитните спроводници се од железно-поцинкувана лента.

Спроводниците од алуминиум смеат да се користат како заштитни спроводници само ако имаат механичка заштита.

## 10.8. Примери

### Пример 10.8.1

Во трансформаторска станица среден/низок напон е инсталиран еден трансформатор со преносен однос 10/0,4 kV/kV и номинална моќност 100 kVA преку кој се напојува мрежа со номинален напон 380 V (слика 10.8). Од нисконапонските собирници во трансформаторската станица до разводниот орман е поставен кабел XP 00 A 3×35+16 0,6/1 kV, долг 70 m. На почетокот на кабелот е поставен осигурувач. Топливиот вметок е од типот gI, со номинална струја 80 A. Пomeѓу разводниот орман и разводната табла е инсталиран изолиран спроводник PP-Y 5×6 500 V, долг 50 m. Од разводната табла до вклучница во сидот е поставен изолиран спроводник со ознака PP-Y 3×2,5 500 V, долг 27 m. На почетокот на тој спроводник е инсталиран осигурувач. Неговиот топлив вметок е од типот gI, со номиналната струја 16 A. Од вклучницата во сидот се напојува електрична пегла. Напојувањето е преку спроводник GG/F-Y 3×2,5 380 V, долг 3 m. Ако се применува TN-C-S-системот, да се провери дали е ефикасна заштитата од индиректен допир кај разводниот орман и кај пеглата.



Слика 10.8. Еднополна шема за примерот 10.8.1

Решение:

Од табелата П.17 за трансформаторот наоѓаме:

$$u_k = 4\% \quad \text{и} \quad \Delta P = 1750 \text{ W.}$$

Врз основа на тие параметри ги пресметуваме активната и реактивната отпорност на трансформаторот:

$$R_{\text{тр.}} = \frac{0,4^2}{100^2} \cdot 1750 = 28,0 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{\text{тр.}} = \frac{4 \cdot 0,4^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 100} = 64,0 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\text{тр.}} = \sqrt{64^2 - 28^2} = 57,5 \text{ m}\Omega.$$

Според табелата П.12 по единица должина на кабелот помеѓу нисконапонските собирници и разводниот орман е:

$$r_{\text{фазен}} = 0,876 \text{ }\Omega/\text{km}, \quad r_{\text{неутр.}} = 1,89 \text{ }\Omega/\text{km} \quad \text{и} \quad L = 0,231 \text{ mH/km.}$$

За целиот вод ќе биде:

$$R_{1,\text{фазен}} = 0,876 \cdot 0,07 = 61,3 \text{ m}\Omega$$

$$R_{1,\text{неутр.}} = 1,89 \cdot 0,07 = 132,3 \text{ m}\Omega$$

$$X_1 = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,000231 \cdot 0,07 = 5,1 \text{ m}\Omega.$$

За водот помеѓу разводниот орман и разводната табла во табелата П.12 наоѓаме:

$$r_{\text{фазен}} = r_{\text{зашт.}} = 3,03 \text{ }\Omega/\text{km} \quad \text{и} \quad L = 0,296 \text{ mH/km.}$$

Врз основа на тие податоци, за целиот вод помеѓу разводниот орман и разводната табла, добиваме:

$$R_{2,\text{фазен}} = R_{2,\text{зашт.}} = 3,03 \cdot 0,05 = 151,5 \text{ m}\Omega$$

$$X_2 = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,000296 \cdot 0,05 = 4,6 \text{ m}\Omega.$$

За водот помеѓу разводната табла и вклучницата, како и за водот од вклучницата до пеглата, од табелата П.12 наоѓаме:

$$r_{\text{фазен}} = r_{\text{зашт.}} = 7,28 \text{ }\Omega/\text{km} \text{ и } L = 0,316 \text{ mH/km.}$$

За целиот вод помеѓу разводната табла и пеглата следува:

$$R_{3,\text{фазен}} = R_{3,\text{зашт.}} = 7,28 \cdot 0,03 = 218,4 \text{ m}\Omega$$

$$X_3 = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,000316 \cdot 0,03 = 3,0 \text{ m}\Omega.$$

Со тие податоци, според равенката (6.8), за струјата на еднофазна куса врска кај разводниот орман пресметуваме:

$$I_{\text{орман,(1)}} = \frac{220}{\sqrt{(0,8333 \cdot 28 + 61,3 + 132,3)^2 + (0,7 \cdot 57,5 + 2 \cdot 5,1)^2 \cdot 10^{-3}}} = 988 \text{ A.}$$

При оваа пресметка е користен номиналниот фазен напон, а не номиналниот фазен напон зголемен за 5%. Тоа е во согласност со изнесеното во потпоглавјето 10.2 и така треба да се постапува во сите случаи кога се определува струја на грешка со цел да се провери дали при појава на таа струја ефикасно ќе дејствува заштитата од индиректен допир.

За да може да се одговори на прашањето дали заштитата од индиректен допир е ефикасна, треба да се утврди за кое време соодветниот осигурувач ќе ја прекине струјата на куса врска со пресметаната јачина. Набљудуваниот разведен орман директно се напојува преку кабел на чиј почеток е осигурувач со номинална струја на топливиот вметок од 80 А. Од дијаграмот на сликата П.5 наоѓаме дека струјата со интензитет 988 А таквиот вметок ќе ја прекине за најмногу 0,22 s. Бидејќи орманот е во колото на главното напојување, а покрај тоа е неподвижен објект, според изнесеното во потпоглавјето 10.2.1 времето на исклучување може да биде подолго од соодветното време дефинирано во табелата 10.1, но не подолго од 5 s. Значи, заштитата од индиректен допир кај орманот може да се смета за ефикасна.

За да се провери ефикасноста на заштитата од индиректен допир кај пеглата, најнапред треба да се пресмета струјата на еднофазна куса врска кај пеглата. Бидејќи веќе се пресметани активните и реактивните отпорности на сите елементи на јамката на кусата врска, според равенката (6.8) пресметуваме:

$$\begin{aligned} R_e &= 0,8333 \cdot R_{\text{тр.}} + R_{1,\text{фазен}} + R_{2,\text{фазен}} + R_{3,\text{фазен}} + R_{1,\text{неутр.}} + R_{2,\text{зашт.}} + R_{3,\text{зашт.}} \\ &= 0,8333 \cdot 28 + 61,3 + 151,5 + 218,4 + 132,3 + 151,5 + 218,4 = 956,7 \text{ m}\Omega \end{aligned}$$

$$X_e = 0,7 \cdot X_{\text{н.}} + 2 \cdot (X_1 + X_2 + X_3) = 0,7 \cdot 57,5 + 2 \cdot (5,1 + 4,6 + 3,0) = 65,7 \text{ m}\Omega$$

$$I_{\text{пегла,(1)}} = \frac{U_{\text{фазен}}}{\sqrt{R_e^2 + X_e^2}} = \frac{220}{\sqrt{956,7^2 + 65,7^2 \cdot 10^{-3}}} = 229 \text{ A.}$$

При појава на куса врска кај пеглата заштитата од индиректен допир ќе биде ефикасна доколку струјата на кусата врска не трае подолго од соодветното време, дефинирано во табелата 10.1, кое изнесува 0,4 s. Во овој случај исклучувањето на напојувањето треба да го направи топливиот вметок што се наоѓа на почетокот на изолираните спроводници преку кои се напојува пеглата. Номиналната струја на тој вметок е 16 A. Од дијаграмот на сликата П.6 се наоѓа дека тој вметок ќе ја прекине струјата од 229 A за време од 0,12 s. Бидејќи од табелата 10.1 произлегува дека при дефект кај пеглата напојувањето треба да биде исклучено за најмногу 0,4 s, може да се констатира дека со предвидениот топлив вметок се обезбедува ефикасна заштита од индиректен допир кај пеглата.

### Пример 10.8.2

Овој пример треба да послужи како илустрација за тоа колкава треба да биде вредноста на преодната отпорност на заземјувачкиот систем ( $R_A$ ) што во ТТ-системот се користи во електричните кола за заштита од индиректен допир. Нека во колото на еден електричен бојлер заштитата се обезбедува со осигурувач од типот D и топлив вметок со номинална струја од 25 A. Вметокот нека е од типот gI. Според дијаграмот на сликата 7.3 (односно на сликата П.4), најмалата струја која предизвикува прегорување на овој вметок за време од 5 s изнесува 140 A. Оттука, врз основа на релацијата (10.5), произлегува дека за ефикасно дејствување на заштитата треба да биде задоволен условот:

$$R_A \leq \frac{50}{140} = 0,357 \Omega.$$

Добиената вредност за  $R_A$  е мала и би можела да се постигне само со релативно сложен заземјувачки систем. Ако кај односниот објект не постојат можности (заради задоволување други потреби) без значителни дополнителни средства да се формира таков заземјувачки систем, најверојатно ваквиот начин на заштита од индиректен допир би бил поскап во споредба со други начини на таа заштита.

Разбирливо е дека во случаите кога номиналните струи на осигурувачите се поголеми (од наведената во примерот), поголеми ќе бидат и соодветните струи  $I_a$ , а тоа значи дека уште помали треба да бидат вредностите на  $R_A$ .

## 10.9. Задачи

10.9.1. Во условите од примерот 6.3.1 е применет TN-C-систем. Заштитата од индиректен допир е со автоматско исклучување на напојувањето. Да се провери ефикасноста на заштитата од индиректен допир кај моторот. На почетокот на



нисконапонскиот кабел е инсталиран осигурувач со топлив вметок, со голема расклопна моќ. Номиналната струја на вметокот е 250 А.

10.9.2. Во условите од задачата 4.8.9 е применет ТТ-систем. На почетокот на зададениот спроводник е инсталиран осигурувач со топлив вметок од типот  $gI$  и номинална струја од 10 А. Заштитата од индиректен допир е со автоматско исклучување на напојувањето. За да биде ефикасна заштитата од индиректен допир, колкава треба да биде најголемата вредност на преодната отпорност на распростирање на заземјувачот на кој се приклучени изложените спроводни делови на рефлекторот?

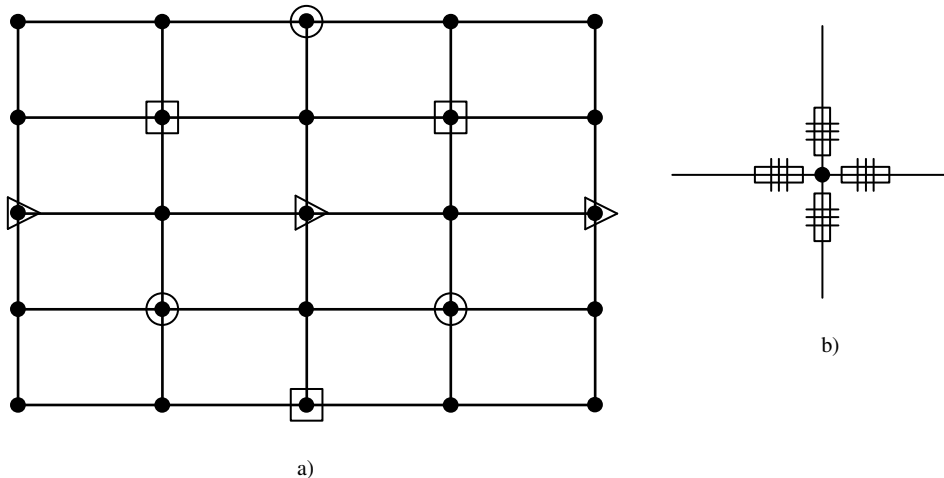
## 11. НИСКОНАПОНСКИ МРЕЖИ ВО ВИД НА ОКЦА

Нисконапонските мрежи по правило се градат како радијални мрежи. Од тоа правило се отстапува само во специфични случаи, кога постојат нагласени барања за зголемена доверливост на испораката на електрична енергија. Еден нерадијален вид на нисконапонска мрежа, што се применува во услови на поголема површинска густина на оптоварувањето и нагласени барања за зголемена доверливост на снабдувањето со електрична енергија, е наречен *нисконапонска мрежа во вид на окца*. Изгледот на дел од таква мрежа е прикажан на слика 11.1а, а детаљ на јазол од таквата мрежа е прикажан на слика 11.1б. Вообичаено е овие мрежи да се градат како кабелски, при што се настојува сите кабли да бидат со еднакви параметри. Во секој од јазлите на мрежата може да биде приклучен потрошувач или група потрошувачи, а во некои од јазлите се приклучуваат трансформаторски станици среден/низок напон. За овие трансформаторски станици важи правилото дека нивните трансформатори треба да бидат со еднакви карактеристики и дека сите треба да се напојуваат од иста трансформаторска станица висок/среден напон. Освен тоа се препорачува сите среднонапонски врски, преку кои се напојуваат трансформаторските станици среден/низок напон, да бидат со еднакви параметри. Бидејќи сите трансформатори што напојуваат една нисконапонска мрежа во вид на окца всушност работат паралелно, еднаквоста на нивните параметри и еднаквоста на нивните среднонапонски врски (до истата трансформаторска станица висок/среден напон) се потребни за да не се јават дополнителни струи на израмнување, односно да не дојде до нерамномерна распределба на струите помеѓу среднонапонските водови, трансформаторите среден/низок напон или нисконапонските водови. На тој начин се спречува појава на дополнителни загуби на моќност и енергија како во среднонапонската така и во нисконапонската мрежа.

Заштитата на нисконапонските водови се изведува со осигурувачи со топлив вметок. Осигурувачите се поставуваат на двата краја на секој нисконапонски вод. Сите осигурувачи се од ист тип (по правило и од ист производител) и нивните вметоци се со еднакви номинални струи. Со тоа се постигнува не само типизација на опремата (а со тоа и рационализација), туку и селективност на заштитата. Селективноста е последица на фактот дека во случај на куса врска на некој од нисконапонските водови во осигурувачите на неговите краишта ќе се јават струи што се значително поголеми од струите во осигурувачите во другите водови што се непосредно поврзани за крајните јазли на тој вод. Поради тоа осигурувачите во дефектниот вод значително побрзо дејствуваат, со што дефектниот вод се исклучува автоматски, без какво и да е прекинување на погонот.

Нисконапонската страна на трансформаторите среден/низок напон се приклучува кон нисконапонската мрежа преку прекинувач. Заштитата придружена кон тој прекинувач не смее да дејствува во случај на настанување куса врска на некој од нисконапонските водови, бидејќи во таквите случаи е предвидено да дејствуваат осигурувачите инсталирани на краевите на водот, со што се исклучува само дефектниот вод. Заштитата придружена кон нисконапонскиот прекинувач не треба да

дејствува ни во случаите кога дефектот е на некој од другите трансформатори среден/низок напон, освен на трансформаторот на чии нисконапонски собирници е приклучен прекинувачот. Едноставно кажано, нисконапонскиот прекинувач треба да исклучува само во случаите кога ќе се јават текови на моќност од нисконапонската кон среднонапонската мрежа.



Слика 11.1. Нисконапонска мрежа во вид на окца

- трансформаторски станици среден/низок напон приклучени на првиот среднонапонски извод
- трансформаторски станици среден/низок напон приклучени на вториот среднонапонски извод
- Δ трансформаторски станици среден/низок напон приклучени на третиот среднонапонски извод

Во добрите особини на нисконапонската мрежа во вид на окца спаѓа и нејзината особина лесно да се модифицира за прифаќање на зголемени оптоварувања. За таа цел обично е доволно да се вметне една или повеќе нови трансформаторски станици среден/низок напон. Притоа е вообичаено новите трансформаторски станици да се приклучуваат кон постојните јазли на нисконапонската мрежа.

Доколку оваа мрежа е изградена според наведените принципи, природната распределба на оптоварувањата (по алтернативни патишта) ќе биде оптимална. Тоа значи дека загубите на напонот, моќноста и енергијата ќе бидат минимални. Освен тоа, ваквата мрежа се одликува со висок степен на доверливост на испорака на електричната енергија на потрошувачите. Тоа е резултат не само на особината дефектните елементи на нисконапонската мрежа автоматски и селективно да се исклучуваат, туку и на практиката сите трансформаторски станици среден/низок напон да не се напојуваат преку еден ист среднонапонски извод, туку преку неколку среднонапонски изводи. Притоа трансформаторските станици среден/низок напон се рамномерно распределени помеѓу среднонапонските изводи и постои резерва како во трансформацијата среден/низок напон така и во среднонапонската мрежа. Со тоа се постигнува испаѓањето на еден од среднонапонските изводи практично да не влијае

врз испораката на електричната енергија на потрошувачите. За илустрација да наведеме дека на сликата 11.1а трансформаторските станици среден/низок напон се прикажани со квадрати, триаголници и кругови. Трансформаторските станици прикажани со ист знак се напојуваат преку ист среднонапонски извод. Но таквиот начин на изведување на среднонапонските водови не е задолжителен. Во употреба се и поедноставни начини на изведба на среднонапонските изводи. Однапред, без разгледување, не се отфрла ни наједноставното решение во кое и првите два извода се со ист облик како третиот извод на сликата 11.1а. Сепак, како многу значајно за овој вид мрежи, заслужува да биде нагласено дека секој од среднонапонските изводи треба да напојува еднаков број на еднакви трансформаторски станици среден/низок напон, т.е. среднонапонските изводи да бидат рамномерно оптоварени. Наведеното распределување на трансформаторските станици по среднонапонски изводи може да биде корисно и за други намени, бидејќи исклучување на еден извод не условува прекин на напојувањето кај ниту еден од потрошувачите. Една од таквите намени може да биде, на пример, планско исклучување на одделни изводи заради контрола, поправка или слично. Освен тоа, исклучувања на одделни среднонапонски изводи можат да се практикуваат во периодите на ниски оптоварувања на мрежата, а со цел да се намалат загубите на активна моќност и енергија во трансформаторите среден/низок напон.

Сосема е разбирливо дека за постигнување висок степен на доверливост на испораката на електричната енергија на потрошувачите е неопходен висок степен на доверливост на напојувањето на среднонапонската мрежа, односно неопходен е висок степен на доверливост на трансформаторските станици висок/среден напон од кои се напојува среднонапонската мрежа. За да го исполнат тоа барање, трансформаторските станици висок/среден напон треба да располагаат со соодветна резерва како во трансформацијата висок/среден напон така и во високонапонските врски. За трансформаторски станици што ги исполнуваат наведените услови се вели дека се со *автономна резерва*.

Порано, кога не постоеле сметачки машини, во причините што ја попречувале примената на нисконапонските мрежи во вид на окца биле вбројувани и тешкотиите поврзани со нивната анализа. Денес тој проблем мошне успешно се решава со примена на дигиталните сметачки машини. Сепак, и денес примената на нисконапонските мрежи во вид на окца не е честа. Како главни причини за тоа се сметаат:

- поголеми инвестиции отколку за радијална нисконапонска мрежа;
- можна појава на големи ударни струи на куса врска;
- можни проблеми при ставање под напон на големи мрежи, односно мрежи со голема моќност;
- неопходност од значително поголема внимателност и повисок степен на организираност и дисциплина при работа (т.е. при разни интервенции во мрежата), бидејќи мрежата е повеќестрано напојувана.

## 12. ОБЛИЦИ НА СРЕДНОНАПОНСКИ МРЕЖИ

### 12.1. Општо

Под *елемент на мрежа* тука ќе подразбираме вод или трансформаторска станица. Точките во кои се поврзани повеќе од еден елемент на мрежа ќе ги нарекуваме *јазли на мрежата*. Понекогаш водот што претставува директна врска помеѓу два јазла се нарекува секција или делница. Множеството на елементите на мрежата што од среднонапонските собирници на напојната трансформаторска станица висок/среден напон се напојува преку ист прекинувач се нарекува *среднонапонски извод*.

Среднонапонските мрежи по правило работат како радијални. Една од причините за тоа е едноставноста на заштитата во таквите мрежи. Но, радијалните мрежи не се одликуваат со висок степен на доверливост на испорака на електричната енергија. Поради тоа, особено во подрачјата со поголема површинска густина на оптоварувањето, односно за снабдување на потрошувачите за кои е важно евентуалните прекини на снабдувањето со електрична енергија да не бидат долготрајни, во мрежата се вградуваат *резервни водови*. За да се избегне формирање контури, во нормален погон резервните водови не се оптоварени, но е вообичаено да бидат под напон. Последното се практикува заради дознавање за појава на дефект на тие водови. Во случај на дефект на некој од водовите на среднонапонскиот извод ќе исклучи прекинувачот на почетокот на изводот. Со тоа остануваат без напојување сите потрошувачи што се напојуваат преку тој извод. Потоа се открива кој вод е во дефект и тој се исклучува од двата краја. Конечно, повторно се воспоставува погон, при што во новата конфигурација учествуваат и резервни водови, доколку такви постојат. Деталите околу повторното воспоставување на погонот зависат од обликот (односно тополошката структура) на среднонапонската мрежа и за тоа ќе стане збор при разгледување на одликите на одделните видови среднонапонски мрежи. Доколку нема соодветни резервни водови, потрошувачите што се напојувани преку водот на кој дошло до дефект ќе останат без напојување онолку време колку што е потребно да се поправи дефектниот вод.

Комплексноста на проблемот на градење среднонапонски мрежи со технички и економски прифатливи параметри условила појава на среднонапонски мрежи со разни облици. Некои од тие облици ќе бидат обработени во ова поглавје. Но, треба да се забележи дека, поради континуираниот процес на изградба на среднонапонските мрежи и можната промена на условите за градба, мошне често можат да се сретнат најразлични мешани (неправилни) облици.

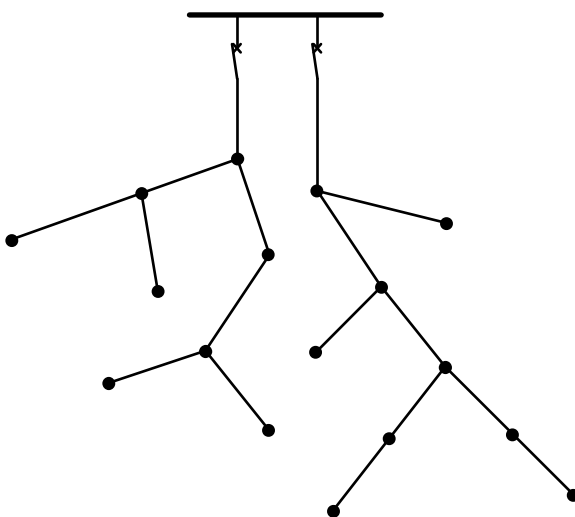
Среднонапонските мрежи во градовите се напојуваат од високонапонските мрежи преку трансформаторски станици висок/среден напон. Доколку градот не е голем, тие трансформаторски станици се на периферијата од градот. Кај големите градови е неопходно таквите трансформаторски станици да се градат и во внатрешноста на градското подрачје. Најчесто високонапонските водови со кои се напојуваат наведените трансформаторски станици формираат прстен или половина

прстен околу градот. Не се ретки случаите водовите околу градот да се градат како двојни.

Кога е можно, се настојува да се избегне градба на трансформаторски станици висок/среден напон во потесното градско подрачје. Основна причина за тоа е несразмерно повисока цена на таквите објекти во споредба со соодветните објекти на периферијата. Тоа е последица на два фактора. Прво, во потесното градско подрачје, по правило, не се дозволува поставување надземни високонапонски водови, а високонапонските кабелски водови се повеќекратно поскапи од соодветните надземни водови (понекогаш и повеќе десетици пати). Второ, многу е тешко, дури и за големи пари, за една трансформаторска станица висок/среден напон да се обезбеди доволно голем простор во потесното градско подрачје.

## 12.2. Радијална мрежа без резервни елементи

Пример на радијална мрежа без резервни водови (типична радијална мрежа) е прикажан на слика 12.1. На сликата 12.1, како и на сликите 12.2, 12.3, 12.4 и 12.5, со точки се означени јазлите на мрежата.



Слика 12.1. Радијална мрежа без резервни елементи

Ако во радијална мрежа дојде до дефект на еден од нејзините водови, ќе исклучи прекинувачот на почетокот на изводот на кој се наоѓа дефектниот вод. Следува откривање на дефектниот вод и негово исклучување. Потоа повторно се вклучува прекинувачот на изводот, со што натамошно напојување може да се обезбеди само за потрошувачите што не се напојуваат преку дефектниот вод. Додека не се отстрани дефектот (т.е. додека не се поправи или замени дефектниот вод), ќе останат без напојување потрошувачите чие напојување е преку водот што е во дефект. Затоа за ефикасна

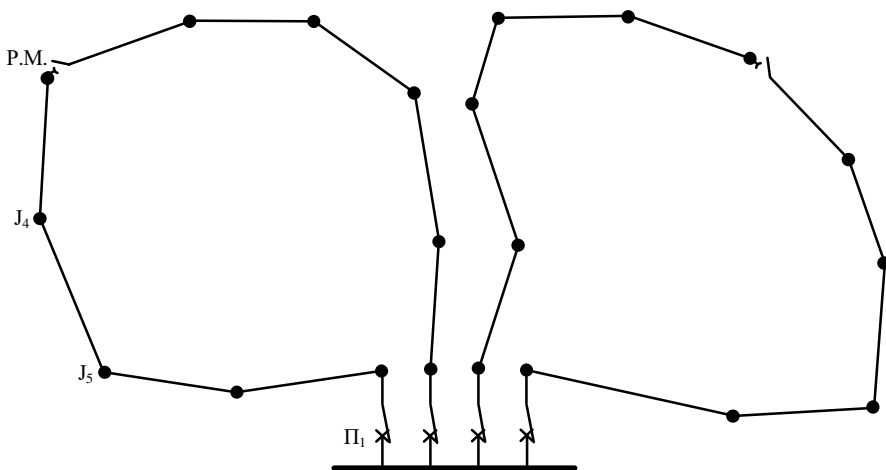
работа на овој вид мрежа е важно да постои мобилна екипа со квалификуван персонал за брзи интервенции, снабдена со соодветен асортиман на резервни делови и потребни средства за работа.

Во поглед на потребните инвестиции за изградба, овој вид на мрежа е поевтин од другите. За жал, тоа е единствената негова предност. Најголем недостаток на овие мрежи е што кај нив не е мал ризикот за прекин на напојување што трае сѐ додека не се отстрани причината за прекилот. Поради тоа радијалните мрежи се користат во подрачјата каде површинската густина на оптоварувањето е мала и/или каде подолготраен прекин на снабдувањето со електрична енергија нема да предизвика големи штети.

Во одликите на овие мрежи може да се наведе дека, поради еднозначната распределба на оптоварувањата, напречните пресеци на одделните водови не мораат да бидат меѓусебно еднакви, туку соодветни на оптоварувањето.

### 12.3. Мрежа со отворени прстени

Кај овој вид мрежа пар среднонапонски изводи формира прстен. Во нормален погон прстенот е отворен некаде на неговата средина (попрецизно, што поблиску до неговата електрична средина). Отворањето се изведува со помош на раставувач на моќност. На сликата 12.2 е прикажан дел од среднонапонска мрежа, што го сочинуваат два отворени прстена. На таа слика со Р.М. е означен раставувач на моќност со кој прстенот е отворен. Овој вид мрежа по правило се гради како кабелска мрежа и претставува класично решение на градска кабелска мрежа.



Слика 12.2. Мрежа со отворени прстени

Секој од изводите на прстенот преку соодветен прекинувач е приклучен кон среднонапонските собирници во трансформаторската станица висок/среден напон. Изводите се градат од ист тип кабли и сите секции се со еднакви напречни пресеци. И тука, како и кај другите видови среднонапонски мрежи, на двата краја на секој вод (секција) е инсталиран по еден раставувач на моќност (односно раставувач). Димензионирањето на водовите е според целото оптоварување на прстенот.

Да се задржиме на постапката во случај на дефект на еден од изводите. Нека дефектот настанал на водот (секцијата) помеѓу јазлите  $J_3$  и  $J_4$  (слика 12.2). Во тој случај ќе исклучи прекинувачот преку кој се напојувал изводот, т.е. прекинувачот  $\Pi_1$ . Откако ќе се установи кој вод е во дефект, се пристапува кон исклучување на тој вод, односно кон негово одделување од останатите елементи на изводот. Тоа се изведува со отворање на раставувачите (или раставувачите на моќност) инсталирани на неговите краишта. Со исклучување на дефектниот вод изводот се дели на два дела. Како прв дел ќе го сметаме делот помеѓу прекинувачот  $\Pi_1$  и јазолот  $J_3$ , а како втор дел ќе го сметаме делот помеѓу јазолот  $J_4$  и раставувачот на моќност со кој бил отворен прстенот. Потоа, со повторно затворање на отворениот прекинувач  $\Pi_1$ , се воспоставува напојување на првиот дел, т.е. на делот од изводот што се наоѓа помеѓу прекинувачот и дефектниот елемент. За воспоставување на напојувањето на вториот дел е потребно да се вклучи раставувачот на моќност Р.М. Сега тој раставувач на моќност ја нема улогата да го отвори прстенот, бидејќи таа улога ја имаат раставувачите на дефектната секција. На тој начин, ако причината за исклучувањето на изводот бил дефект на некој од водовите (секциите), со опишаната постапка повторно може да се воспостави напојување кај сите потрошувачи.

Во оваа мрежа е можно да се изврши издвојување на еден вод (секција) заради поправка, преправка, контрола и слично, а притоа да не се прекинува напојувањето ни на еден од потрошувачите на изводот. За да се овозможи изведување на оваа постапка, неопходно е барем на едниот крај на набљудуваниот вод да има раставувач на моќност наместо раставувач, додека на другиот крај на водот не мора да постои раставувач на моќност, доволно е да има раставувач. Постапката за издвојување на еден вод на изводот ќе ја опишеме претпоставувајќи дека пред започнувањето на постапката сите елементи на изводот биле исправни и дека прекинувачите на изводите се затворени, а соодветниот раставувач за отворање на прстенот е отворен. На почетокот на постапката се затвора отворениот раставувач на моќност. Со тоа се формира контура. Но, контурата ќе постои само онолку време колку што е потребно да се отвори раставувачот на моќност на едниот од краевите на водот што треба да се исклучи. Со отворањето на тој раставувач на моќност е прекината контурата и добиени се два одделни извода. Водот што треба да се исклучи е крајна секција на еден од новоформираните изводи. Бидејќи тој вод сега не е оптоварен, можно е негово исклучување. Тоа се прави со отворање на затворениот раставувач што се наоѓа на крајот на овој вод. Со тоа е завршена постапката за издвојување на набљудуваниот вод и неговото ставање во безнапонска состојба.

Треба да се забележи дека показателите на доверливост на испораката на електричната енергија преку оваа мрежа зависат и од карактеристиките на



трансформаторската станица висок/среден напон (од која се напојува оваа среднонапонска мрежа), како и од карактеристиките на високонапонската мрежа (преку која се напојува трансформаторската станица висок/среден напон). Тоа значи дека позитивните својства на мрежата со отворени прстени ќе дојдат до полн израз доколку таа се напојува од трансформаторска станица висок/среден напон која има автономна резерва. Со други зборови, во таа трансформаторска станица треба да има најмалку онолку трансформатори колку што се потребни за при испад на еден од нив другите да можат наполно да ги задоволат потребите, а трансформаторската станица треба да се напојува преку најмалку онолку високонапонски водови колку што се потребни за испад на кој и да е од нив да не претставува пречка за погонот.

Карактеристично за овој вид мрежа е што струјното оптоварување на каблите во нормален погон е релативно мало. Како поволни последици на тоа можат да се наведат: мали загуби на напон и моќност, продолжена трајност и ублажени проблеми при расплет на каблите. Како негативна последица на релативно малото струјно оптоварување на каблите може да се наведе потребата од зголемување на инсталираната должина на каблите, а со тоа и зголемување на потребните инвестиции.

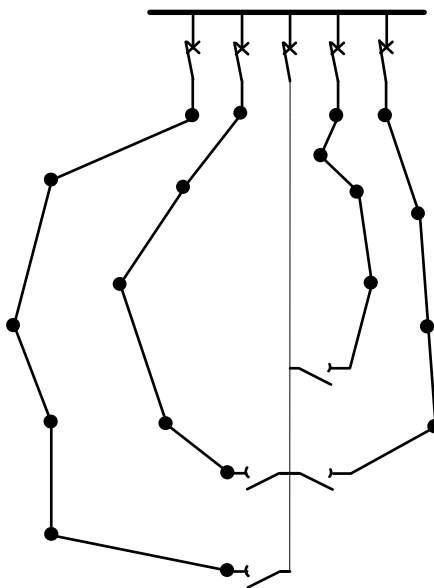
Може да се наведе дека, повеќе спонтано и стихијно, овој тип мрежа бил модификуван со доградба на врски помеѓу прстените. Основен мотив за тоа била идејата да се овозможи поголемо струјно оптоварување на каблите во нормален погон, бидејќи во случај на дефект дел од оптоварувањето на прстенот можат да го прифатат и соседните прстени. Иако основната идеја е добра, начинот на нејзината реализација се покажал како непрactical. Имено, со доградба на врските помеѓу соседните прстени значително се зголемува непрегледноста на мрежата, во која и без тоа има стотици и илјадници елементи, а нивната работа мора да биде строго координирана. Бидејќи во случај на дефект непрегледноста има големо влијание врз намалувањето на брзината на донесување правилни одлуки и ја зголемува веројатноста за грешна акција, таквата модификација не добила поширока примена, дури се напушта и таму каде што била воведена.

## 12.4. Мрежа со резервен кабел

Овој вид кабелска мрежа настанал како последица на логичен развој на мрежата со отворени прстени. Основната идеја се состои во воведување на *резервен кабел*. По правило, неговите параметри по единица должина се еднакви на соодветните параметри на каблите од кои се изградени изводите, а кои често се нарекуваат *работни кабли*. На слика 12.3 е прикажан пример на мрежа со резервен кабел, при што резервниот кабел е нацртан со испрекината линија. При нормален погон тој кабел не е оптоварен. Резервниот кабел постојано се држи под напон за да може да се забележи кога на него ќе настапи дефект. Во случај на дефект на еден работен кабел неговото оптоварување не го презема друг работен кабел. Тоа го презема резервниот кабел. Затоа, кога станува збор за оптоварување на работните кабли, може да се констатира дека кај овој вид на мрежа не е потребно да се остава голема резерва, што придонесува за подобро искористување на каблите.

Треба да се забележи дека, за разлика од прикажаното на сликата 12.3, не е задолжително по два работни кабла да имаат врска со резервниот кабел во една иста постројка (т.е. на истата локација).

Некои автори овој вид мрежа го нарекуваат *клас-мрежа*.



Слика 12.3. Мрежа со резервен кабел (клас-мрежа)

Многу услови имаат влијание и треба да бидат земени предвид при определувањето на колку работни кабли треба да дојде еден резервен кабел. Пред сè, тоа се условите на доверливост и техничко-економска изводливост. За секој конкретен случај е потребно да се направи соодветна анализа. Според некои искуства [11] обично на четири работни кабли доаѓа по еден резервен.

Множество на работни кабли заедно со припадниот резервен кабел сочинуваат еден *технички модул*. Една трансформаторска станица висок/среден напон обично има повеќе од еден технички модул.

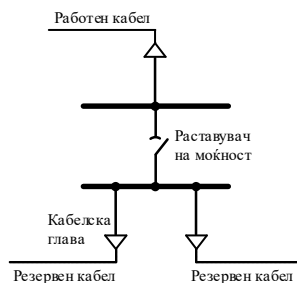
Во нормален погон се отворени сите раставувачи на моќност со кои резервниот кабел може да се поврзува со одделни работни кабли. На еден извод (односно на еден работен кабел) му припаѓаат водовите (каблите, секциите) помеѓу прекинувачот на изводот и соодветниот раставувач на моќност за поврзување со резервниот кабел. Само трансформаторските станици среден/низок напон што се приклучени на тие водови се напојуваат преку изводот и нивните очекувани моќности се меродавни за димензионирање на работните кабли.

Во случај на дефект на еден од каблите на изводот, најнапред ќе се исклучи прекинувачот преку кој се напојува изводот. Следува наоѓање на водот на кој дошло до дефект и отворање на раставувачите на моќност (односно раставувачите) на неговите краишта. Потоа се вклучува прекинувачот на изводот и преку него се напојува едниот дел на изводот (т.е. делот на изводот помеѓу прекинувачот и дефектната секција). Другиот дел на изводот (што при нормален погон се напојувал преку дефектната секција) сега ќе се напојува преку резервниот вод. Бидејќи резервниот вод е под напон и за неговото поврзување со дефектниот извод постои раставувач на моќност, доволно е тој раставувач на моќност да се затвори и на тој начин да се воспостави напојување и на вториот дел на дефектниот извод.

И кај овој вид мрежа, како и кај мрежата со отворени прстени, ако барем на едниот крај на набљудуваниот вод (секција) постои раставувач на моќност, можно е тој вод да се исклучи од погон, а притоа да нема прекин на снабдувањето со електрична енергија ниту кај еден од потрошувачите на изводот. Постапката со која тоа се изведува е слична на соодветната постапка кај мрежите со отворени прстени.

Дадените забелешки во врска со доверливоста на трансформаторската станица висок/среден напон, преку која се напојува една мрежа со отворени прстени, важат и во случај на мрежа со резервен кабел. Истото важи и за наведените забелешки во врска со доверливоста на високонапонското напојување на трансформаторската станица висок/среден напон. Но, не е неприфатливо ни евентуалното продолжување на резервниот кабел до соседната трансформаторска станица висок/среден напон.

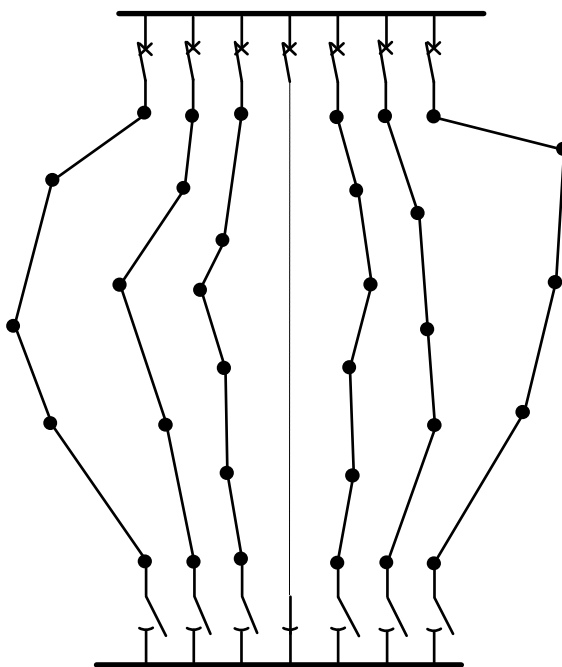
Во однос на мрежата со отворени прстени, мрежата со резервен кабел може да биде инвестиционо поповолна. Но, загубите во мрежата со резервен кабел се поголеми и покуса е трајноста на работните кабли. Освен тоа, во секоја постројка во која резервниот кабел се поврзува со работен кабел, на резервниот кабел се изведуваат две кабелски глави, а помеѓу нив нема ни раставувач (слика 12.4). Вообичаено е таквата врска да се нарекува врска “глава на глава”. Во некои земји таквата врска не се смета за квалитетно техничко решение [11]. Затоа, во практичните случаи, кога се уважуваат сите ефекти, мрежата со резервен кабел обично не ја задржува предноста пред мрежата со отворени прстени.



Слика 12.4. Врска на резервен кабел со работен кабел

## 12.5. Мрежа со спротивна станица

Мрежа со спротивна станица содржи поквалитетни технички решенија и може да се смета за нешто поскапа варијанта на мрежата со резервен кабел. Како што е прикажано на сликата 12.5, во мрежата со спротивна станица сите работни и резервниот кабел на еден технички модул завршуваат на среднонапонските собирници на спротивната станица. Секој од тие кабли е поврзан за наведените собирници преку раставувач на моќност. Резервниот кабел е под напон. Во нормален погон е затворен само раставувачот на моќност што го поврзува резервниот кабел со среднонапонските собирници на спротивната станица. На тој начин при нормален погон се под напон и резервниот кабел и собирниците во спротивната станица. Со формирањето на спротивна станица се избегнати врските “глава на глава”, карактеристични за мрежите со резервен кабел. Освен тоа, поволна околност е што, кога ќе стане потребно, спротивната станица може да се догради во нова трансформаторска станица висок/среден напон.



Слика 12.5. Мрежа со спротивна станица

Меѓутоа, не е спорно дека за мрежата со спротивна станица се потребни поголеми инвестиции отколку за мрежата со резервен кабел. Од една страна, зголемените инвестиции се потребни заради градба на спротивната станица. Од друга

страна, сите работни кабли (односно водови од еден извод) треба да бидат поврзани и за спротивната станица, што значително ја зголемува должината на тие кабли. Навистина, кај овој вид на мрежа резервниот кабел е нешто покус, но тоа е сепак недоволна компензација за претходно наведените зголемувања.

Во случај на дефект на некоја секција, како и во случај на планско исклучување на некоја секција, постапката е аналогна на онаа што се применува кај мрежата со резервен кабел.

И кај овој вид мрежа, за полно искористување на нејзините позитивни својства, е потребно да биде напојувана од трансформаторска станица висок/среден напон која има автономна резерва.

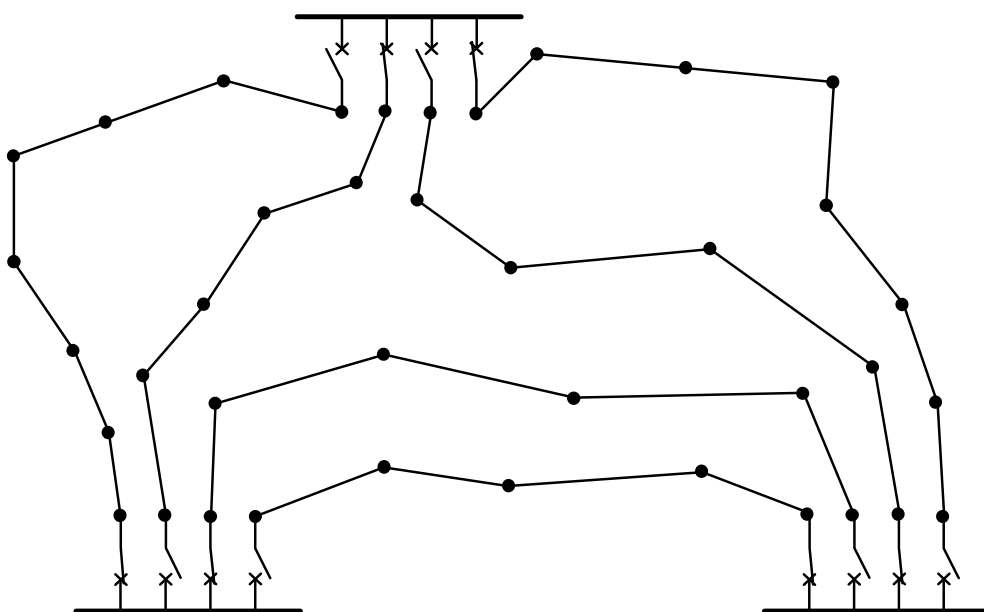
## 12.6. Вретено-мрежа

За напојување на поголеми градови се потребни повеќе трансформаторски станици висок/среден напон. Доколку секоја од нив напојува среднонапонска мрежа што е во вид на мрежа со отворени прстени, мрежа со резервен кабел или мрежа со спротивна станица, за постигнување соодветен степен на доверливост на испораката на електричната енергија на потрошувачите (т.е. да нема подолготрајни прекинени во напојувањето) е неопходно во секоја од тие трансформаторски станици да има доволна резерва. Аналогно важи и за високонапонско напојување на тие трансформаторски станици. Со други зборови, кај наведените среднонапонски мрежи од секоја трансформаторска станица висок/среден напон и од нејзиното високонапонско напојување се бара да бидат со висок степен на доверливост, односно секоја трансформаторска станица треба да има автономна резерва. Но, ако на тој начин се гради мрежа на еден поголем град, во неа ќе биде инсталирана значително поголема резерва отколку што би било неопходно ако среднонапонската мрежа е од поинаков вид. Пример на поинаков вид мрежа, наречен *вретено*, е прикажан на сликата 12.6.

За мрежата на сликата 12.6 е карактеристично што секој среднонапонски извод (односно магистрален вод или фидер) има почеток во една, а крај во друга трансформаторска станица висок/среден напон. Но, сите изводи врзани за една трансформаторска станица висок/среден напон се делат во групи (приближно еднакви) и другите краишта им се врзани за различни трансформаторски станици висок/среден напон. Како што се гледа од сликата 12.6, секој извод има два прекинувача, по еден на секој крај. При нормален погон е затворен само еден од тие прекинувачи. Бројот на изводите на една трансформаторска станица висок/среден напон обично е поголем од прикажаниот на сликата 12.6.

Нека, на пример, во мрежата на сликата 12.6 секоја трансформаторска станица висок/среден напон има само по еден трансформатор со номинална моќност 100 MVA (како што е тоа случај во мрежата на Париз, иако таму мрежата е со нешто поинаков облик). Во нормален погон овој трансформатор нека се оптоварува најмногу до 80 MVA. Во случај да испадне една од трите трансформаторски станици висок/среден напон, било поради дефект на трансформаторот, било поради дефект на

високонапонските водови, оптоварувањето на испаднатата трансформаторска станица ќе го преземат другите две. За тоа да се направи, доволно е да се исклучат прекинувачите на сите изводи што се напојувани преку трансформаторската станица што е надвор од погонот и да им се вклучат прекинувачите во другите трансформаторски станици висок/среден напон. Прифаќајќи го дополнителното оптоварување, исправните трансформаторски станици ќе се преоптоварат најмногу за околу 20% (доколку дефектот се случи во периодот на врвните оптоварувања). Но тие се проектирани така да го поднесат таквото преоптоварување. Притоа е поволна околноста дека, најчесто, врвното оптоварување на множеството дистрибутивни потрошувачи не е долготрајно.



Слика 12.6. Вретено-мрежа

Ако дојде до дефект на некој од изводите (т.е. магистралните водови), ќе исклучи затворениот прекинувач на тој извод. По откривањето на дефектната секција и по отворањето на раставувачите на нејзините краишта се затвораат прекинувачите на двата краја на изводот, со што се воспоставува напојување на сите потрошувачи на изводот.

Кај овој вид на мрежа треба да се внимава на можноста за појава на големи струи при воспоставување среднонапонска врска помеѓу среднонапонските собирници на две трансформаторски станици висок/среден напон. Тоа може да настане доколку постојат значителни разлики помеѓу фазните агли на напоните на високонапонските собирници на тие трансформаторски станици. Таков случај може да се јави кога набљудуваниот пар на трансформаторски станици висок/среден напон се напојува

преку различни високонапонски водови што се поврзани со различни извори односно трансформаторски станици чиј горен напон е уште повисок. Бидејќи кај мрежата од сликата 12.6 е потребно високонапонските напојувања на одделните трансформаторски станици да бидат што понезависни, природно е да се има предвид можноста за појава на наведените големи струи. Во таквите случаи не е дозволено, дури ни кратковремено, едновремено да се затворат двата прекинувачи на еден извод. Тоа значи дека, во случај на планско исклучување на една секција на изводот, најнапред мора да се исклучи целиот извод. Потоа, по отворање на раставувачите во крајните точки на секцијата, да се затворат двата прекинувача на изводот.

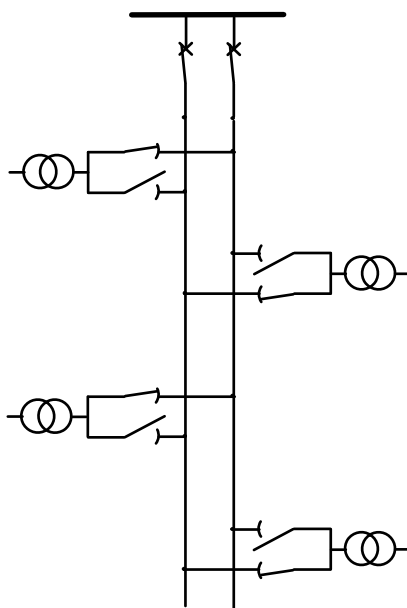
Не е тешко да се заклучи дека, во споредба со мрежата во вид на отворени прстени, мрежата со резервен кабел и мрежата со спротивна станица, кај мрежата наречена вретено висок степен на доверливост на испорака на електричната енергија се постигнува и без исполнување на барањето за висок степен на доверливост на трансформаторските станици висок/среден напон, односно без исполнување на барањето тие трансформаторски станици да бидат со автономна резерва. Тоа е резултат на фактот дека кај мрежата наречена вретено за секоја трансформаторска станица висок/среден напон резервата во високонапонските доводи и во трансформаторите висок/среден напон е дистрибуирана на три или повеќе трансформаторски станици. Тоа значи дека со примена на овој вид среднонапонска мрежа се можни заштеди во инвестиционите средства за градба на мрежата, практично без влошување на показателите на доверливост.

Освен тоа, значајно е да се забележи дека овој вид мрежа релативно лесно се приспособува за прифаќање на нови оптоварувања, односно може да одговори во услови на значителна промена на површинската густина на оптоварувањата.

Постојењето на два прекинувача по извод, од кои само едниот е затворен, неминовно го наметнува прашањето за тоа што би се добило со неговото претворање во два извода, т.е. со затворање на двата прекинувача и отворање на еден од раставувачите на моќност некаде на средината помеѓу прекинувачите. На тој начин би се намалиле загубите на напонот, моќноста и енергијата во мрежата, а трајноста на каблите би била зголемена. Освен тоа, при дефект на некој од водовите прекилот на напојувањето би бил присутен кај помал број потрошувачи. Но, подолго би било времето на прекин во случај на испад на трансформаторска станица висок/среден напон. За да се надмине последното, направени се дополнителни модификации. Кај едните, некаде на средината, се воведува дополнителен прекинувач, додека кај другите се воведува раставувач на моќност. Втората модификација е поатрактивна, особено со воведување на далечинска команда на наведените раставувачи на моќност. Со овие модификации се добива мрежа со карактеристики што се блиску до карактеристиките на мрежата со отворени прстени, но со подобро искористување на трансформаторите висок/среден напон.

## 12.7. Мрежа со двојни кабли

Сите видови мрежи што претходно беа опишани имаат една заедничка одлика. Доколку не постојат уреди за автоматско откривање на локацијата на дефектот и далечинско управување со елементите на мрежата, во случај на дефект ќе има прекин во снабдувањето на дел од потрошувачите. Должината на прекилот е од ред на големина еден час. Мрежата со двојни кабли не мора да го има тој недостаток. Нејзината шема е прикажана на сликата 12.7. Напојувањето на мрежата е од трансформаторска станица висок/среден напон која има автономна резерва. Но, не е неможно каблите да бидат напојувани од различни трансформаторски станици висок/среден напон.



Слика 12.7. Мрежа со двојни кабли

Како што се гледа од сликата 12.7, за приклучување на дистрибутивните трансформатори се користат отцепи. Отцепите од главните водови се преку Т-спојници. Напречните пресеци на отцепите се помали од напречните пресеци на главните кабли. При нормален погон приближно половината од трансформаторските станици среден/низок напон е приклучена на секој од главните кабли. Во случај на дефект на еден од главните кабли или на некој од неговите отцепи сите трансформаторски станици што се напојуваат преку тој кабел се исклучуваат од него и се приклучуваат на другиот главен кабел. За овие приклучувања се користат раставувачи на мокност. Така, со примена на локална автоматика, при дефект на кој и



да е елемент на мрежата практично можат да се елиминираат прекини на напојување на потрошувачите.

Според анализи на некои француски автори (цитирани во [11]) овој вид мрежа може да биде поекономичен од другите доколку се применува за напојување на трансформаторски станици среден/низок напон чии растојанија од главните кабелски правци се значителни.

Варијантата прикажана на сликата 12.7 се применува во Франција, поради што некои ја нарекуваат француска варијанта. Меѓутоа, во некои земји (на пример во Русија) не се користат Т-спојници и отцепи со помал пресек. Наместо тоа главните кабли влегуваат во секоја трансформаторска станица среден/низок напон и излегуваат од неа, а со среднонапонските собирници се поврзуваат преку раставувачи на моќност. Со тоа се добива во доверливоста на мрежата, но е очигледно дека таквото решение бара поголеми инвестиции.

Понекогаш, за напојување на поголеми и поважни згради, сличен систем се применува и на нискиот напон.

## 13. КОМПЕНЗАЦИЈА НА РЕАКТИВНАТА МОЌНОСТ

### 13.1. Општо

Сите електрични приемници од мрежата за својата работа ангажираат активна моќност, а некои од нив ангажираат и реактивна моќност. Во електроенергетските системи единствени извори на активната моќност се електричните генератори. Но, како извори на реактивната моќност, покрај електричните генератори, се јавуваат: синхроните компензатори, синхроните мотори, кондензаторските батерии и капацитетите на електричните водови.

Во еден електроенергетски систем сумата на генерираните реактивни моќности во секој момент е еднаква на сумата на реактивните моќности на електричните приемници, зголемена за сумата на загубите на реактивната моќност во елементите на системот. За обезбедување на балансот на реактивните моќности можат да се користат сите видови извори на таа моќност. Задачата на електроенергетичарите е да проучат кои извори да се користат, со какви моќности тие да бидат, на кои локации да се инсталираат и каков да им биде режимот на работата. Притоа треба да се настојува помеѓу решенијата што ги задоволуваат техничките барања да се изнајде решение што е економски најповолно.

Кога преку водовите и трансформаторите покрај активната моќност се пренесува и реактивната моќност, струјата е со поголема ефективна вредност, што, пак, предизвикува дополнителни загуби на активната моќност во елементите на системот. Едновремено доаѓа и до дополнителни загуби на напонот. Двата наведени вида дополнителни загуби можат да се намалат (па дури и да се елиминираат) доколку за производство на потребната реактивна моќност се искористи некој од изворите на таа моќност што е инсталиран електрично блиску до локацијата на потрошувачите. Во таков случај е вообичаено да се вели дека е извршена *компензација на реактивната моќност*.

Со примена на компензацијата на реактивната моќност може да се намали ефективната вредност на струјата во елементите на мрежата, со што се постигнува:

- намалување на загубите на напонот;
- намалување на загубите на активната моќност;
- намалување на загубите на реактивната моќност;
- намалување на привидното оптоварување на генераторите, трансформаторите и водовите, со што се создаваат услови да не дојде до нивното преоптоварување, или пак се обезбедува резерва за дополнително зголемување на активното оптоварување.

Но, за да се реализираат наведените предности, потребно е да се вложат средства за изградба на компензационите уреди и да се покријат трошоците за нивната работа. Само преку споредба на тие трошоци со добивката од ефектите на

компензацијата може да се заклучи дали и колку е економично решението за компензацијата.

И ова кусо излагање е доволно да укаже на фактот дека проблемот на компензација на реактивната моќност во електродистрибутивните мрежи е сложен техничко-економски проблем.

### 13.2. Загуба на реактивната моќност во вод

Нека трифазен урамнотежен вод има подолжна реактанција  $X$  и погонски капацитет  $C$ . Ефективната вредност на напонот нека е  $U$ , а ефективната вредност на струјата во водот нека е  $I$ . Во тој случај загубата на реактивната моќност во водот е:

$$Q_{\text{вод}} = 3 \cdot X \cdot I^2 - \omega \cdot C \cdot U^2 \quad (13.1)$$

За илустрација да разгледаме три вода со номинален напон 10 kV. Секој од водовите нека е оптоварен со 80% од неговата трајно дозволена струја. Водовите се со следниве карактеристики:

- надземен вод со фазни спроводници од алучелично јаже со номинален напречен пресек  $50/8 \text{ mm}^2/\text{mm}^2$ ,
- вод изведен со кабел чија ознака е IPO 13 A  $3 \times 70 \text{ 6/10 kV}$  и
- вод изведен со кабел чија ознака е IPO 13  $3 \times 240 \text{ 6/10 kV}$ .

Во случајот а), според табелата П.11, редната реактанција на водот е  $x = 0,36 \text{ } \Omega/\text{km}$ , а напречната сусцептанција е  $b = \omega C' = 3,04 \cdot 10^{-6} \text{ } \mu\text{S}/\text{km}$ . Трајно дозволената струја за тој вод изнесува  $I_{\text{дозв.}} = 170 \text{ A}$ . Со внесување на овие податоци во равенката (13.1) пресметуваме:

$$\Delta Q_{\text{вод}} = 3 \cdot 0,36 \cdot (0,8 \cdot 170)^2 - 3,04 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 10^6 = 19,7 \text{ kvar}/\text{km}.$$

Во случајот б) е:  $x = 0,089 \text{ } \Omega/\text{km}$ ,  $C' = 0,38 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}$  и  $I_{\text{дозв.}} = 165 \text{ A}$ . Врз основа на тоа со равенката (13.1) се пресметува:

$$\Delta Q_{\text{вод}} = 3 \cdot 0,089 \cdot (0,8 \cdot 165)^2 - 100 \cdot \pi \cdot 0,38 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 10^6 = -7,3 \text{ kvar}/\text{km}.$$

Во случајот в) е:  $x = 0,076 \text{ } \Omega/\text{km}$ ,  $c = 0,62 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}$  и  $I_{\text{дозв.}} = 420 \text{ A}$ . Со замена на овие податоци во равенката (13.1) добиваме:

$$\Delta Q_{\text{вод}} = 3 \cdot 0,076 \cdot (0,8 \cdot 420)^2 - 100 \cdot \pi \cdot 0,62 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 10^6 = 6,3 \text{ kvar}/\text{km}.$$

Како што се гледа од овие примери, иако сите три вода се од исто напонско ниво и сите се оптоварени со 80% од нивната трајно дозволена струја, нивните загуби на реактивната моќност се различни. Додека надземниот вод и кабелскиот вод со поголемиот напречен пресек побаруваат реактивна моќност од мрежата, кабелскиот вод со помал пресек не само што не побарува реактивна моќност од мрежата, туку ја дава во мрежата. Сосема е разбирливо дека при доволно помало оптоварување и

кабелскиот вод со поголемиот напречен пресек ќе престане да побарува реактивна моќност од мрежата, а при уште помали оптоварувања ќе дава реактивна моќност во мрежата, односно ќе има негативна загуба на реактивна моќност. Аналогно важи и за надземните водови.

### 13.3. Загуба на реактивната моќност во енергетски трансформатор

Набљудуваме двонамотен енергетски трансформатор со: номинална моќност  $S_{\text{НОМ.}}$ , процентуален напон на куса врска  $u_k$ , номинален напон на примарната страна  $U_{\text{НОМ.}}$  и процентуална струја на празниот од  $i_0$ . Загубата на реактивната моќност во трансформаторот може да се пресмета со равенката:

$$\Delta Q_{\text{трансф.}} = 3 \cdot X \cdot I^2 + \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.}} \cdot I_0, \quad (13.2)$$

каде што со  $I$  е означена струјата на оптоварувањето, со  $I_0$  е означена струјата на празен од, а со  $X$  е означена реактанцијата на кусата врска на трансформаторот.

Ако се земе предвид дека е:

$$X \approx \frac{u_k \cdot U_{\text{НОМ.}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.}}} \quad (13.3)$$

$$i_0 = \frac{100 \cdot I_0}{I_{\text{НОМ.}}} \quad (13.4)$$

$$\beta = \frac{S}{S_{\text{НОМ.}}}, \quad (13.5)$$

каде што со  $S$  е означено привидното оптоварување на трансформаторот, равенката (13.2) може да се напише во вид:

$$\Delta Q_{\text{трансф.}} = (u_k \cdot \beta^2 + i_0) \cdot \frac{S_{\text{НОМ.}}}{100}. \quad (13.6)$$

Ако трансформаторот е тринамотен, вкупната загуба на реактивната моќност се определува со равенката:

$$\Delta Q_{\text{трансф.}} = (u_{k1} \cdot \beta_1^2 + u_{k2} \cdot \beta_2^2 + u_{k3} \cdot \beta_3^2 + i_0) \cdot \frac{S_{\text{НОМ.}}}{100}, \quad (13.7)$$

каде што е:

$$u_{k1} = \frac{u_{k12} + u_{k13} - u_{k23}}{2}, \quad u_{k2} = \frac{u_{k12} + u_{k23} - u_{k13}}{2}, \quad u_{k3} = \frac{u_{k13} + u_{k23} - u_{k12}}{2}.$$

Во претходните изрази со  $u_{k12}$  е означен процентуалниот износ на напонот на куса врска на примарот кога секундарот е кусоврзан а терциерот отворен. Аналоги се и значењата на изразите  $u_{k13}$  и  $u_{k23}$ . Со  $\beta_1$  е означен односот помеѓу актуелната моќност на примарната намотка и нејзината номинална моќност. Со  $\beta_2$  е означен односот помеѓу актуелната моќност на секундарната намотка и номиналната моќност на примарната намотка. Со  $\beta_3$  е означен односот помеѓу актуелната моќност на терциерната намотка и номиналната моќност на примарната намотка.

За илустрација на примената на равенките од ова потпоглавје може да се види примерот 13.11.1.

### 13.4. Реактивна моќност на асинхрон мотор

Асинхрон мотор со номинална моќност  $P_{\text{ном.}}$ , номинален коефициент на полезно дејство  $\eta_{\text{ном.}}$  и номинален фактор на моќност  $\cos\varphi_{\text{ном.}}$  при номинално оптоварување ангажира реактивна моќност:

$$Q_{\text{ном.}} = \frac{P_{\text{ном.}}}{\eta_{\text{ном.}}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{ном.}}. \quad (13.8)$$

Ако со  $I_0$  сезначи струјата на празниот од на асинхронниот мотор, за неговата реактивна моќност во тој режим може да се напише:

$$Q_0 \approx \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}} \cdot I_0. \quad (13.9)$$

Според [20] кај асинхроните мотори чиј номинален фактор на моќност е 0,91 до 0,93 реактивната моќност на празниот од изнесува околу 60% од реактивната моќност при номиналното оптоварување. Додека кај асинхроните мотори со номинален фактор на моќност 0,77 до 0,79 реактивната моќност на празниот од изнесува околу 70% од реактивната моќност при номиналното оптоварување. Овие податоци укажуваат дека промената на реактивната моќност на еден асинхрон мотор е во значително потесен интервал од можната промена на неговата активна моќност.

При промена на оптоварувањето на асинхрон мотор од нула до номиналното, неговата реактивна моќност се менува за:

$$\Delta Q_{\text{ном.}} = Q_{\text{ном.}} - Q_0. \quad (13.10)$$

Нека актуелната моќност (т.е. актуелното оптоварување) на еден асинхрон мотор ја означиме со  $P$ . Односот помеѓу актуелната моќност на еден асинхрон мотор и неговата номинална моќност се нарекува *коефициент на оптоварување на моторот*. Тој се означува со  $k$  и може да се напише:

$$k = \frac{P}{P_{\text{ном.}}}.$$

При произволно оптоварување на асинхрон мотор неговата реактивна моќност се пресметува со равенката:

$$Q = Q_0 + k^2 \cdot \Delta Q_{\text{ном.}} \quad (13.11)$$

Натаму, за факторот на моќност следува:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{\frac{k \cdot P_{\text{ном.}}}{\eta}}{\sqrt{\left(\frac{k \cdot P_{\text{ном.}}}{\eta}\right)^2 + (Q_0 + k^2 \cdot \Delta Q_{\text{ном.}})^2}},$$

т.е.

$$\cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \eta^2 \cdot \left(\frac{Q_0}{k \cdot P_{\text{ном.}}} + \frac{k \cdot \Delta Q_{\text{ном.}}}{P_{\text{ном.}}}\right)^2}} \quad (13.12)$$

Бидејќи  $Q_0$  е поголемо од  $\Delta Q_{\text{ном.}}$ , при опаѓање на  $k$  вториот член во заградата на равенката (13.12) опаѓа побавно отколку што првиот се зголемува. Тоа значи дека при опаѓање на коефициентот на оптоварување опаѓа и факторот на моќноста на асинхронниот мотор.

За илустрација да набљудуваме асинхрон мотор со следниве параметри:  $P_{\text{ном.}} = 100 \text{ kW}$ ,  $U_{\text{ном.}} = 380 \text{ V}$ ,  $I_0 = 57 \text{ A}$ ,  $\eta_{\text{ном.}} = 0,92$  и  $\cos \varphi_{\text{ном.}} = 0,89$ . Да го пресметаме факторот на моќноста на моторот за случаите кога коефициентот на оптоварувањето е 0,5 и 0,3, при што е  $\eta = 0,92$  и  $\eta = 0,90$ , соодветно.

Најнапред, со помош на равенките (13.8), (13.9) и (13.10), пресметуваме:

$$Q_{\text{ном.}} = \frac{100}{0,92} \cdot \text{tg}(\arccos 0,89) = 55,7 \text{ kvar},$$

$$Q_0 = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 57 = 37,5 \text{ kvar}, \quad \Delta Q_{\text{ном.}} = 55,7 - 37,5 = 18,2 \text{ kvar}.$$

При коефициент на оптоварување еднаков на 0,5, според равенките (13.11) и (13.12), за реактивната моќност и факторот на моќност на моторот може да се пресмета:

$$Q_{k=0,5} = 37,5 + 0,5^2 \cdot 18,2 = 42,1 \text{ kvar} \text{ и}$$

$$\cos \varphi_{k=0,5} = \frac{1}{\sqrt{1+0,92^2 \cdot \left( \frac{37,5}{0,5 \cdot 100} + \frac{0,5 \cdot 18,2}{100} \right)^2}} = 0,791,$$

додека во случај коефициентот на оптоварување да е еднаков на 0,3 може да се пресмета:

$$Q_{k=0,3} = 37,5 + 0,3^2 \cdot 18,2 = 39,1 \text{ kvar и}$$

$$\cos \varphi_{k=0,3} = \frac{1}{\sqrt{1+0,9^2 \cdot \left( \frac{37,5}{0,3 \cdot 100} + \frac{0,3 \cdot 18,2}{100} \right)^2}} = 0,648.$$

Доколку наведениот асинхрон мотор треба да работи оптоварен само со 50 kW, нормално е да се постави прашањето на рационалноста на таквото решение. Во таа смисла, да видиме какви ќе бидат ефектите ако за наведеното оптоварување се земе асинхрон мотор со следниве параметри:  $P_{\text{ном.}} = 55 \text{ kW}$ ,  $U_{\text{ном.}} = 380 \text{ V}$ ,  $\eta_{\text{ном.}} = 0,905$ ,  $\cos \varphi_{\text{ном.}} = 0,88$  и  $I_0 = 31,8 \text{ A}$ . За овој асинхрон мотор може да се пресмета:

$$Q_{\text{ном.}} = \frac{55}{0,905} \cdot \text{tg}(\arccos 0,88) = 32,8 \text{ kvar},$$

$$Q_0 = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 31,8 = 20,9 \text{ kvar}, \quad \Delta Q_{\text{ном.}} = 32,8 - 20,9 = 11,9 \text{ kvar}, \quad k = \frac{50}{55}$$

$$Q_{k=0,909} = 20,9 + 0,909^2 \cdot 11,9 = 30,7 \text{ kvar},$$

$$\cos \varphi_{k=50/55} = \frac{1}{\sqrt{1+0,905^2 \cdot \left( \frac{20,9}{50} + \frac{50 \cdot 11,9}{55^2} \right)^2}} = 0,874.$$

Како што се гледа од примерот, при оптоварување од 50 kW асинхрониот мотор со номинална моќност 55 kW ќе има подобар фактор на моќност и ќе побарува за 11,4 kvar помалку реактивна моќност отколку асинхрониот мотор со номинална моќност 100 kW.

За да може да се оцени дали во претходниот пример економски е оправдано асинхрониот мотор со номинална моќност 100 kW да се замени со асинхрониот мотор со моќност 55 kW, неопходно е да се согледа и вкупната промена на загубите на активната моќност (во моторот и во мрежата), предизвикани од таквата замена. Да забележеме дека вкупната загуба на активната моќност во еден асинхрон мотор може да се претстави како сума од две компоненти: загубата во празен од и загубата пропорционална на квадратот на коефициентот на оптоварувањето.

Сосема е разбирливо дека при одлучувањето за замена на еден асинхрон мотор, покрај наведените информации за промената на загубите на активната и реактивната моќност, треба да се уважат и соодветни издатоци поврзани со монтажата, демонтажата и набавката. За илустрација да наведеме дека, според [20], замената на асинхронниот мотор се смета за економски оправдана ако неговиот среден коефициент на оптоварување е помал од 0,45. Но, најчесто, замената не е економски оправдана доколку средниот коефициент на оптоварување е повисок од 0,70.

### **13.5. Мерки за намалување на реактивната моќност**

Тука ќе бидат разгледани мерките за намалување на ангажираната реактивна моќност, кои, по правило, не бараат значителни инвестициони средства. Во таа смисла ќе стане збор за:

- 1° снижување на погонскиот напон кај асинхроните мотори чие оптоварување постојано е значително помало од номиналното, односно примена на соодветни уреди за автоматска контрола на напонот на приклучоците на асинхроните мотори;
- 2° ограничување на времетраењето на празниот од на асинхроните мотори;
- 3° замена на слабо оптоварени енергетски трансформатори или нивното исклучување;
- 4° замена на слабо оптоварените асинхронни мотори со соодветни со помала номинална моќност.

Основните аспекти на проблемот на замена на слабо оптоварените асинхронни мотори беа разгледани во потпоглавјето 13.4. Затоа, во ова потпоглавје ќе бидат разгледани само останатите мерки.

#### **13.5.1. Снижување на погонскиот напон**

Доколку не е можно да се заменат асинхроните мотори што работат со низок коефициент на оптоварување, корисно е да се провери ефектот на снижувањето на напонот на нивните приклучоци. Намалувањето на овој напон до неговата најмала дозволена вредност доведува до снижување на реактивната моќност на моторите, со што се зголемува факторот на моќноста. Едновремено, поради намалување на ефективната вредност на струјата, се намалува и загубата на активната моќност во моторот и доаѓа до зголемување на неговиот коефициент на полезното дејство.

Ако се работи за повеќе слабо оптоварени асинхронни мотори и доколку сите се напојуваат преку еден трансформатор, снижувањето на погонскиот напон може да се изведе по пат на соодветна промена на преносниот однос на тој трансформатор. Сосема е разбирливо дека оваа мерка практично може да се користи само во случаите кога преку истиот трансформатор не се напојуваат и други електрични приемници за кои не е дозволено снижување на напонот.

Втората мерка што се применува локално е преврзување на статорските намотки на асинхроните мотори. Во таа смисла е наједноставно моторот што бил проектиран



да работи со фазните намотки спрегнати во триаголник да работи со намотките поврзани во ѕвезда. Позитивниот ефект од оваа мерка е поизразен доколку асинхронниот мотор е со понизок номинален фактор на моќност и доколку работи со понизок коефициент на оптоварување. Така, на пример, ако оваа мерка се примени на асинхрон мотор со номинален фактор на моќност 0,78, кој работи со коефициент на оптоварување 0,2, факторот на моќност ќе се зголеми за 80%, а коефициентот на полезно дејство ќе се зголеми за 10%.

Меѓутоа, важно е да се забележи дека промената на спрегата на намотките од триаголник во ѕвезда условува промена на максималниот вртлив момент на асинхронниот мотор. Бидејќи максималниот вртлив момент станува три пати помал, неопходно е да се изврши проверка дали отпорниот момент на задвижуваниот механизам е доволно помал од максималниот вртлив момент на моторот за да се обезбеди неговата стабилна работа. Според [21] подетални истражувања покажале дека мерката преврзување на статорската намотка од триаголник во ѕвезда може да се препорача за моторите со напон до 1000 V, чијшто коефициент на оптоварување е понизок од 0,35–0,40.

Ефикасен начин на контрола на реактивната моќност на еден асинхрон мотор е автоматска локална регулација на напонот со помош на тиристорски уред преку кој се напојува асинхронниот мотор. Автоматското снижување на напонот се изведува во зависност од оптоварувањето на моторот. Притоа за секој режим на работа уредот го определува најмалиот напон со кој моторот успешно ја врши својата функција, ангажирајќи најмала реактивна моќност од мрежата. При користење на овие уреди треба да се води сметка дека тие можат да бидат извор на повисоки хармоници на напонот (доколку не се опремени со соодветни филтри), а можат да бидат и економски неприфатливи ако со нив се постигнува релативно мала заштеда. Последното е поверојатно ако моторот е со помала номинална моќност и ако работи со коефициент на оптоварување што ретко е значително помал од единица.

### **13.5.2. Начин на користење на асинхроните мотори**

Често се среќаваат случаи асинхроните мотори да не се континуирано оптоварени, т.е. да постојат периоди кога тие се во празен од. Доколку времетраењето на празниот од е доволно долго, може да се препорача за тоа време асинхроните мотори да се исклучат од мрежата. На тој начин се можни заштеди и на активната и на реактивната енергија.

### **13.5.3. Начин на користење на трансформаторите**

Слабо оптоварените трансформатори (особено ако нивниот број не е мал) можат да бидат причина за поголема побарувачка на реактивната моќност. Така, на пример, при оптоварувањето од 50 kVA трансформатор со номинална моќност 630 kVA има за 7,2 киловари поголема загуба на реактивната моќност отколку трансформатор со номинална моќност 160 kVA.

Ако два трансформатора работат паралелно, при што оптоварувањето е доволно мало, со исклучување на едниот од нив може да дојде до намалување на вкупната загуба на реактивната моќност. Во случај на два еднакви двонамотни трансформатора, секој со процентуална струја на празен од  $i_0$  и процентуален напон на куса врска  $u_k$ , наведениот ефект може да се постигне (но не кај сите видови трансформатори) доколку односот помеѓу вкупното оптоварување на трансформаторите и номиналната моќност на едниот од нив (тој однос го означуваме со  $\beta$ ) ја задоволува неравенката:

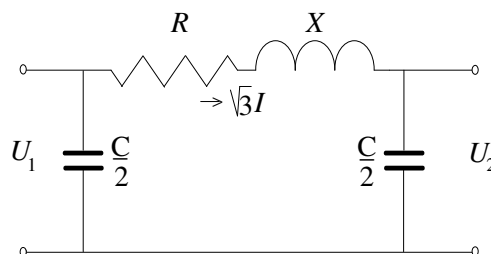
$$(u_k \cdot \beta^2 + i_0) \cdot \frac{S_{\text{НОМ.}}}{100} < 2 \cdot \left( u_k \cdot \frac{\beta^2}{4} + i_0 \right) \cdot \frac{S_{\text{НОМ.}}}{100}, \text{ т.е. } \beta < \sqrt{2 \cdot \frac{i_0}{u_k}}. \quad (13.13)$$

Практично, оваа мерка може да даде резултат само кај трансформаторите со номинален напон 35 kV и повисок, бидејќи кај нив односот  $i_0/u_k$  е значително помал од 0,5. Така, на пример, од равенката (13.13) за стандарден трансформатор среден/низок напон со номинална моќност 400 kVA се добива  $\beta < 0,97$ , додека за трансформатор висок/среден напон со номинална моќност 63 MVA се добива  $\beta < 0,30$ .

### 13.6. Компензација на вод оптоварен само на крајот

Набљудуваме вод со редна активна отпорност  $R$ , редна реактанција  $X$  и погонски капацитет  $C$  (слика 13.1). Нека на крајот на водот се предава активна моќност  $P_2$  и реактивна моќност  $Q_2$ . Напонот на крајот на водот нека е  $U_2$ . За реактивната моќност што ја оптоварува редната гранка на еквивалентната шема може да се напише:

$$Q = Q_2 - \frac{1}{2} \cdot \omega \cdot C \cdot U_2^2. \quad (13.14)$$



Слика 13.1. Еквивалентна  $\pi$ -шема на вод

Струјата во фазниот спроводник на водот нека задоцнува за агол  $\varphi$  зад напонот на крајот на водот. Ефективната вредност на струјата ја задоволува равенката:

$$I^2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{3 \cdot U_2^2}.$$

Според равенката (4.2) загубата на напонот во набљудуваниот вод ќе биде:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (R \cdot I \cdot \cos\varphi + X \cdot I \cdot \sin\varphi). \quad (13.15)$$

Ако се означи:

$$I_a = I \cdot \cos\varphi \quad (13.16)$$

и

$$I_p = I \cdot \sin\varphi, \quad (13.17)$$

равенката (13.15) може да се напише во вид:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (R \cdot I_a + X \cdot I_p). \quad (13.18)$$

Ако на крајот на водот се инсталира компензационен уред (на пример кондензаторска батерија) со реактивна струја  $I_{\text{комп.}}$ , за загубата на напонот во водот може да се напише:

$$\Delta U' = \sqrt{3} \cdot [R \cdot I_a + X \cdot (I_p - I_{\text{комп.}})] \quad (13.19)$$

По компензацијата загубата на напонот е намалена за:

$$U - U' = \sqrt{3} \cdot X \cdot I_{\text{комп.}} \quad (13.20)$$

Од равенката (13.20) произлегува дека постигнатото намалување на загубата на напонот е директно пропорционално на струјата на компензациониот уред и редната реактанција на водот.

Бидејќи реактивната моќност на компензациониот уред е:

$$Q_{\text{комп.}} = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I_{\text{комп.}}, \quad (13.21)$$

равенката (13.20) може да се напише во вид:

$$\Delta U - \Delta U' = X \cdot \frac{Q_{\text{комп.}}}{U_2}. \quad (13.22)$$

Пред компензацијата загубата на активната моќност во водот изнесувала:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I^2 = 3 \cdot R \cdot (I_a^2 + I_p^2) = \frac{3 \cdot R \cdot I_a^2}{\cos^2\varphi}. \quad (13.23)$$

По компензацијата таа загуба е:

$$\Delta P' = \frac{3 \cdot R \cdot I_a^2}{\cos^2\varphi'}, \quad (13.24)$$

каде што со  $\varphi'$  е означен аголот на доцнење на струјата во водот зад напонот на крајот на водот после компензацијата.

Од равенките (13.23) и (13.24) следува:

$$\frac{\Delta P}{\Delta P'} = \frac{\cos^2 \varphi'}{\cos^2 \varphi}. \quad (13.25)$$

Како што се гледа од равенката (13.25), кога водот е оптоварен само на крајот, односот на загубите на активната моќност во водот пред и по компензацијата не зависи од вредноста на електричните параметри на водот, туку само од квадратот на односот на факторите на моќност по и пред компензацијата.

Ако факторот на моќност пред компензацијата бил  $\cos \varphi$ , а по компензацијата станал  $\cos \varphi'$ , не е тешко да се заклучи дека моќноста на употребениот компензационен уред изнесува:

$$Q_{\text{комп.}} = P_2 \cdot (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi'). \quad (13.26)$$

Како што произлегува од равенката (13.23), загубата на активната моќност во водот може да се претстави како сума од две компоненти. Првата од нив е пропорционална на квадратот на активната компонента на струјата. При компензацијата таа компонента на струјата практично не се менува. Втората компонента на загубата на активната моќност во водот е пропорционална на квадратот на реактивната компонента на струјата во водот. При компензацијата таа компонента на струјата се менува, па доаѓа и до промена на соодветната компонента на загубата на активната моќност. Поради тоа има смисла да се врши анализа само на компонентата на загубата на активната моќност во водот, условена само од реактивната компонента на струја во него. Оваа компонента на загубата на активната моќност ќе ја означуваме со:

$$\Delta P_{\text{реакт.}} = 3 \cdot R \cdot I_p^2. \quad (13.27)$$

Нека пред компензацијата реактивната компонента на струјата во водот била  $I_p$  и нека реактивната компонента на струјата на компензациониот уред е  $I_{\text{комп.}}$ . По компензацијата загубата на активната моќност во водот, што зависи од реактивната компонента на струјата, изнесува:

$$\Delta P'_{\text{реакт.}} = 3 \cdot R \cdot (I_p - I_{\text{комп.}})^2. \quad (13.28)$$

Во однос на загубата на активната моќност пред компензацијата релативната промена на загубата е:

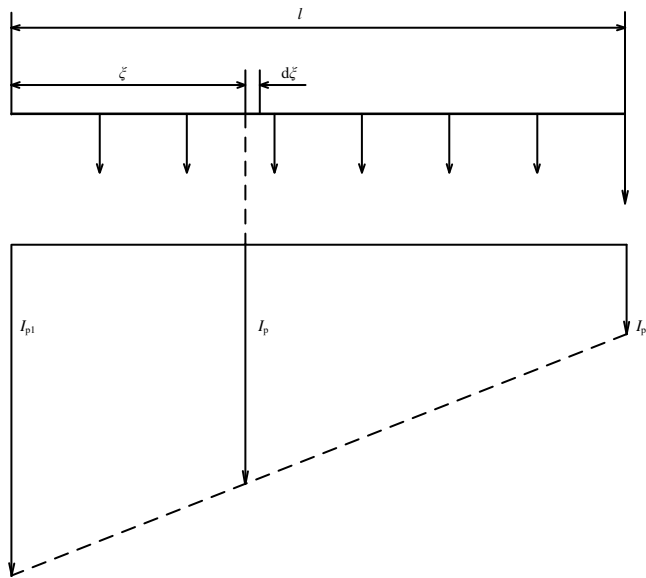
$$\Delta p = \frac{\Delta P_{\text{реакт.}} - \Delta P'_{\text{реакт.}}}{\Delta P_{\text{реакт.}}} = \frac{I_{\text{комп.}}}{I_p} \cdot \left( 2 - \frac{I_{\text{комп.}}}{I_p} \right). \quad (13.29)$$

### 13.7. Компензација на вод со рамномерно распределено реактивно оптоварување

Да набљудуваме вод со должина  $l$ . Активната отпорност на водот по единица должина нека е  $r$ . Реактивната компонента на струјата на крајот на водот нека е  $I_{p2}$ . Освен тоа, нека водот е оптоварен рамномерно по својата должина, така што реактивната компонента на струјата на почетокот на водот изнесува  $I_{p1}$  (слика 13.2).

Според зададените услови реактивната компонента на струјата на растојание  $\xi$  од почетокот на водот (слика 13.2) изнесува:

$$I_p = I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi. \quad (13.30)$$



Слика 13.2. Вод со рамномерно распределено реактивно оптоварување

Во елементот на водот  $d\xi$  загубата на активната моќност, поради постоење на реактивна компонента на струјата во него, изнесува:

$$d(\Delta P_{\text{реакт.}}) = 3 \cdot \left( I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi \right)^2 \cdot r \cdot d\xi. \quad (13.31)$$

Загубата на активната моќност во целиот вод, поради реактивната компонента на струјата во него, ќе биде:

$$\Delta P_{\text{реакт.}} = 3 \cdot r \cdot \int_0^l \left( I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi \right)^2 \cdot d\xi = R \cdot (I_{p1}^2 + I_{p1} \cdot I_{p2} + I_{p2}^2). \quad (13.32)$$

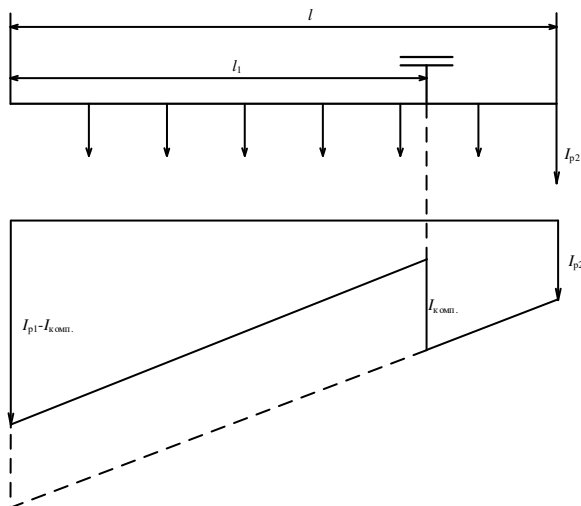
Во равенката (13.32) со  $R = rl$  е означена вкупната активна отпорност на водот.

На набљудуваниот вод, на растојание  $l_1$  од неговиот почеток, нека е инсталирана една кондензаторска батерија, како што е прикажано на сликата 13.3. Струјата на кондензаторската батерија нека е  $I_{\text{комп.}}$ . Во интервалот од почетокот на водот до локацијата на кондензаторската батерија интензитетот на реактивната компонента на струјата е определен со равенката:

$$I_p = I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi - I_{\text{комп.}}, \quad 0 \leq \xi < l_1. \quad (13.33)$$

Но, во интервалот од локацијата на кондензаторската батерија до крајот на водот интензитетот на реактивната компонента на струјата е ист како и пред компензацијата, т.е.

$$I_p = I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi, \quad l_1 \leq \xi \leq l. \quad (13.34)$$



Слика 13.3. Компензација со една кондензаторска батерија

Да ја побараме загубата на активната моќност во водот поради постоење на реактивна струја во него. За таа цел равенката (13.32) може да се примени најнапред на делот од почетокот на водот до локацијата на кондензаторската батерија, а потоа и на делот од локацијата на кондензаторската батерија до крајот на водот и добиеното да се собере. Така добиваме:

$$\Delta P'_{\text{реакт.}} = 3 \cdot r \cdot \int_0^{l_1} \left( I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi - I_{\text{комп.}} \right)^2 \cdot d\xi + 3 \cdot r \cdot \int_{l_1}^l \left( I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi \right)^2 \cdot d\xi, \text{ т.е.}$$

$$\Delta P'_{\text{реакт.}} = R \left( I_{p1}^2 + I_{p1} \cdot I_{p2} + I_{p2}^2 \right) - \frac{3 \cdot R \cdot l_1 \cdot I_{\text{комп.}}}{l} \cdot \left[ 2 \cdot I_{p1} - I_{\text{комп.}} - (I_{p1} - I_{p2}) \cdot \frac{l_1}{l} \right]. \quad (13.36)$$

Од равенките (13.32) и (13.36) за релативната промена на загубата на активната моќност во водот, поради промената на реактивната компонента на струјата во него, добиваме:

$$\Delta p = \frac{\Delta P_{\text{реакт.}} - \Delta P'_{\text{реакт.}}}{\Delta P_{\text{реакт.}}} = \frac{3 \cdot \frac{l_1}{l} \cdot I_{\text{комп.}} \cdot \left[ 2 \cdot I_{p1} - I_{\text{комп.}} - (I_{p1} - I_{p2}) \cdot \frac{l_1}{l} \right]}{I_{p1}^2 + I_{p1} \cdot I_{p2} + I_{p2}^2}. \quad (13.37)$$

Практично е да се воведат:

$$d_1 = \frac{l_1}{l}, \quad (13.38)$$

$$c = \frac{I_{\text{комп.}}}{I_{p1}}, \quad (13.39)$$

$$k = \frac{I_{p2}}{I_{p1}}, \quad (13.40)$$

$$a = \frac{1}{1 + k + k^2}. \quad (13.41)$$

Со тоа равенката (13.37) може да се напише во вид:

$$\Delta p = 3 \cdot a \cdot c \cdot d_1 \cdot \left[ 2 - c - (1 - k) \cdot d_1 \right]. \quad (13.42)$$

Природно е да се постави прашањето: на која локација треба да се инсталира кондензаторската батерија и колкава треба да биде нејзината струја за да се добие најголема вредност на релативното намалување на загубата на активната моќност во водот. За да се најде одговор на поставеното прашање, десната страна на равенката (13.42) најнапред се диференцира по  $d_1$  и добиениот израз се прирамнува на нула. Така се добива равенката:

$$3 \cdot a \cdot c \cdot \left[ 2 - c - 2 \cdot (1 - k) \cdot d_1 \right] = 0. \quad (13.43)$$

Потоа десната страна на равенката (13.42) се диференцира по  $c$  и добиениот израз се прирамнува на нула. На тој начин се добива равенката:

$$3 \cdot a \cdot d_1 \cdot [2 - 2 \cdot c - (1 - k) \cdot d_1] = 0. \quad (13.44)$$

Со решавање на равенките (13.43) и (13.44) добиваме:

$$c = \frac{2}{3} \quad (13.45)$$

и

$$d_1 = \frac{2}{3 \cdot (1 - k)}. \quad (13.46)$$

Од равенките (13.45) и (13.46) произлегува дека најголемото релативно намалување на загубата на активната моќност поради намалувањето на реактивната компонента на струјата во водот, се постигнува кога струјата на кондензаторската батерија изнесува  $2/3$  од реактивната компонента на струјата на почетокот на водот и кога кондензаторската батерија е лоцирана така што односот помеѓу нејзиното растојание од почетокот на водот и вкупната должина на водот е определен со равенката (13.46).

Да го разгледаме случајот кога на набљудуваниот вод, со рамномерно распределено реактивно оптоварување, се инсталираат две еднакви кондензаторски батерии. Растојанието на првата кондензаторска батерија од почетокот на водот нека е  $l_1$ , а растојанието на втората кондензаторска батерија од почетокот на водот нека е  $l_2$  (слика 13.4). Да ги определиме реактивните струи на батериите и нивните локации, со кои се постигнува најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност во водот.

Во овој случај, по инсталирањето на двете кондензаторски батерии, разликуваме три закони според кои се менува интензитетот на реактивната компонента на струјата во водот (во зависност од растојанието од почетокот на водот). Тие се:

$$I_p = I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi - 2 \cdot I_{\text{комп.}}, \quad 0 \leq \xi < l_2; \quad (13.47)$$

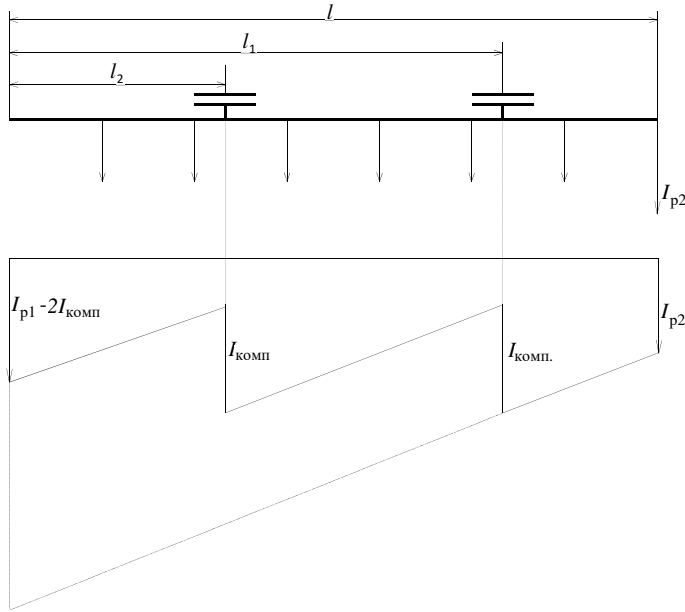
$$I_p = I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi - I_{\text{комп.}}, \quad l_2 \leq \xi < l_1; \quad (13.48)$$

$$I_p = I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi, \quad l_1 \leq \xi < l. \quad (13.49)$$

Со тоа водот е поделен на три секции и секоја од нив може да се смета за вод со рамномерно распределено реактивно оптоварување. Загубата на активната моќност поради постоење на реактивната компонента на струјата во секоја од секциите, може да се пресмета со равенката (13.32). На тој начин, со собирање на загубите во одделни секции, за целиот вод добиваме:



$$\begin{aligned} \Delta P'_{\text{реакт.}} = & 3 \cdot r \cdot \int_0^{l_2} \left( I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi - 2 \cdot I_{\text{комп.}} \right)^2 \cdot d\xi + \\ & 3 \cdot r \cdot \int_{l_2}^{l_1} \left( I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi - I_{\text{комп.}} \right)^2 \cdot d\xi + 3 \cdot r \cdot \int_{l_1}^l \left( I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi \right)^2 \cdot d\xi. \end{aligned} \quad (13.50)$$



Слика 13.4. Компензација со две кондензаторски батерии

По извршувањето на операцијата квадрирање на подинтегралните функции во равенката (13.50) и по средувањето добиваме:

$$\begin{aligned} \Delta P'_{\text{реакт.}} = & 3 \cdot r \cdot \int_0^l \left( I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi \right)^2 \cdot d\xi \\ & - 3 \cdot r \cdot I_{\text{комп.}} \cdot \left[ \int_0^{l_1} 2 \cdot \left( I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi \right) \cdot d\xi - l_1 \cdot I_{\text{комп.}} \right] \\ & - 3 \cdot r \cdot I_{\text{комп.}} \cdot \left[ \int_0^{l_2} 2 \cdot \left( I_{p1} - \frac{I_{p1} - I_{p2}}{l} \cdot \xi \right) \cdot d\xi - 3 \cdot l_2 \cdot I_{\text{комп.}} \right]. \end{aligned} \quad (13.51)$$

Првиот интеграл на десната страна на равенката (13.51) е веќе определен со равенката (13.32). Другите два интеграла се со поедноставни подинтегрални функции и лесно се интегрираат. Така добиваме:

$$\Delta P'_{\text{реакт.}} = R \cdot (I_{p1}^2 + I_{p1} \cdot I_{p2} + I_{p2}^2) - 3 \cdot R \cdot \frac{l_1}{l} \cdot I_{\text{комп.}} \cdot \left[ 2 \cdot I_{p1} - I_{\text{комп.}} - (I_{p1} - I_{p2}) \cdot \frac{l_1}{l} \right] - 3 \cdot R \cdot \frac{l_2}{l} \cdot I_{\text{комп.}} \cdot \left[ 2 \cdot I_{p1} - 3 \cdot I_{\text{комп.}} - (I_{p1} - I_{p2}) \cdot \frac{l_2}{l} \right]. \quad (13.52)$$

Користејќи ги равенките (13.32) и (13.52), како и равенките (13.38) до (13.41), за релативното намалување на загубата на активна моќност добиваме:

$$\Delta p = 3 \cdot a \cdot c \cdot d_1 \cdot [2 - c - (1 - k) \cdot d_1] + 3 \cdot a \cdot c \cdot d_2 \cdot [2 - 3 \cdot c - (1 - k) \cdot d_2]. \quad (13.53)$$

Со аналогна постапка на таа што беше применета во случајот кога на вод со рамномерно распределено реактивно оптоварување компензацијата се изведуваше со две еднакви кондензаторски батерии, за случај на компензација со помош на три еднакви кондензаторски батерии ќе се добие:

$$\Delta p = 3 \cdot a \cdot c \cdot d_1 \cdot [2 - c - (1 - k) \cdot d_1] + 3 \cdot a \cdot c \cdot d_2 \cdot [2 - 3 \cdot c - (1 - k) \cdot d_2] + 3 \cdot a \cdot c \cdot d_3 \cdot [2 - 5 \cdot c - (1 - k) \cdot d_3], \quad (13.54)$$

а за случај на компензација со четири еднакви кондензаторски батерии ќе се добие:

$$\Delta p = 3 \cdot a \cdot c \cdot d_1 \cdot [2 - c - (1 - k) \cdot d_1] + 3 \cdot a \cdot c \cdot d_2 \cdot [2 - 3 \cdot c - (1 - k) \cdot d_2] + 3 \cdot a \cdot c \cdot d_3 \cdot [2 - 5 \cdot c - (1 - k) \cdot d_3] + 3 \cdot a \cdot c \cdot d_4 \cdot [2 - 7 \cdot c - (1 - k) \cdot d_4]. \quad (13.55)$$

Не е тешко да се утврди дека, во случај на вод со рамномерно распределено оптоварување со реактивна струја, по инсталирање на  $n$  еднакви кондензаторски батерии, релативното намалување на загубата на активната моќност поради постоење на реактивната компонента на струјата во водот ќе биде:

$$\Delta p = 3 \cdot a \cdot c \cdot \sum_{i=1}^n d_i \cdot [2 - (2 \cdot i - 1) \cdot c - (1 - k) \cdot d_i]. \quad (13.56)$$

Сега да ја определеме струјата на кондензаторските батерии и локациите на тие батерии со кои се добива најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност во водот поради намалување на реактивната компонента на струјата во него. За таа цел најнапред ја диференцираме десната страна на равенката (13.56) по  $d_i$  и добиениот израз го прирамнуваме на нула. Така ја добиваме равенката:

$$3 \cdot a \cdot c \cdot [2 - (2 \cdot i - 1) \cdot c - 2 \cdot (1 - k) \cdot d_i] = 0, \quad (13.57)$$

од којашто следува:

$$d_i = \frac{2 - (2 \cdot i - 1) \cdot c}{2 \cdot (1 - k)}. \quad (13.58)$$

Имајќи ја предвид равенката (13.58), равенката (13.56) може да се напише во следниот вид:

$$\Delta p = \frac{3 \cdot a \cdot c}{4 \cdot (1-k)} \cdot \sum_{i=1}^n [2 - (2 \cdot i - 1) \cdot c]^2. \quad (13.59)$$

За добивање на оптималната вредност на  $c$  треба да се реши равенката што се добива кога десната страна на равенката (13.59) се диференцира по  $c$  и добиениот израз се прирамни на нула. Така се добива:

$$\sum_{i=1}^n [2 - (2 \cdot i - 1) \cdot c]^2 - c \cdot \sum_{i=1}^n 2 \cdot (2 \cdot i - 1) [2 - (2 \cdot i - 1) \cdot c] = 0. \quad (13.60)$$

Равенката (13.60) може да се напише во вид:

$$\sum_{i=1}^n [4 - 4 \cdot c \cdot (2 \cdot i - 1) + c^2 \cdot (2 \cdot i - 1)^2 - 4 \cdot c \cdot (2 \cdot i - 1) + 2 \cdot c^2 \cdot (2 \cdot i - 1)^2] = 0, \quad (13.61)$$

т.е.

$$3 \cdot c^2 \cdot \sum_{i=1}^n (2 \cdot i - 1)^2 - 8 \cdot c \cdot \sum_{i=1}^n (2 \cdot i - 1) + 4 \cdot n = 0. \quad (13.62)$$

Бидејќи е:

$$\sum_{i=1}^n (2 \cdot i - 1)^2 = \frac{n}{3} \cdot (4 \cdot n^2 - 1) \quad (13.63)$$

и

$$\sum_{i=1}^n (2 \cdot i - 1) = n^2, \quad (13.64)$$

по делењето со  $n$  равенката (13.62) го добива обликот:

$$(4 \cdot n^2 - 1) \cdot c^2 - 8 \cdot n \cdot c + 4 = 0. \quad (13.65)$$

Со решавање на равенката (13.65) за  $c$  се добиваат две вредности:

$$c_1 = \frac{2}{2 \cdot n - 1} \quad \text{и} \quad c_2 = \frac{2}{2 \cdot n + 1}.$$

За  $n = 1$  е  $c_1 = 2$  и  $c_2 = 2/3$ . Бидејќи само големината  $c_2$  е во согласност со вредноста што за тој случај ја дава равенката (13.45), може да се заклучи дека најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност се постигнува кога релативната вредност на струјата на секоја од  $n$  кондензаторски батерии ја задоволува равенката:

$$c = \frac{2}{2 \cdot n + 1}. \quad (13.66)$$

Со користење на равенките (13.58) и (13.66) за релативните растојанија на одделните кондензаторски батерии од почетокот на водот добиваме:

$$d_i = 2 \cdot \frac{n + 1 - i}{(1 - k) \cdot (2 \cdot n + 1)}. \quad (13.67)$$

Ако во равенката (13.59)  $c$  се замени со соодветниот израз од равенката (13.66), за најголемото релативно намалување на загубата на активната моќност во водот по инсталирање на  $n$  еднакви кондензаторски батерии добиваме:

$$\Delta p = \frac{4 \cdot a \cdot n \cdot (n + 1)}{(1 - k) \cdot (2 \cdot n + 1)^2}. \quad (13.68)$$

За илустрација на примената на изложените методи во ова потпоглавје можат да послужат примерите 13.11.2, 13.11.3 и 13.11.4.

### 13.8. Инвестиции за кондензаторски батерии

Вкупните инвестициони трошоци за инсталирање на кондензаторска батерија со моќност  $Q_6$  можат да се претстават како сума од два вида трошоци. Првиот вид се трошоците што не зависат од моќноста на кондензаторската батерија. Тука спаѓаат трошоците за: комутационите уреди, заштитните уреди, управувачките уреди, придружната опрема, монтажата и слично. Износот на овој вид трошоци за една кондензаторска батерија ќе го означуваме со  $d_6$ .

Вториот дел на вкупните инвестициони трошоци е пропорционален на номиналната моќност на кондензаторската батерија. Притоа коефициентот на пропорционалност,  $h_6$ , всушност е еднаков на единичната цена за енергетските кондензатори.

Со воведените ознаки вкупните инвестициони трошоци за една кондензаторска батерија со номинална моќност  $Q_6$  можат да се прикажат во вид:

$$E_6 = d_6 + h_6 \cdot Q_6. \quad (13.69)$$

Кај кондензаторските батерии за низок напон обемот на придружната, комутационата и заштитната опрема може да биде сведен на минимум. Во таквите случаи износот на првиот вид трошоци често може да се занемари, бидејќи е многу помал од износот на вториот вид трошоци.

Ако се во прашање  $n$  кондензаторски батерии за исто напонско ниво и со вкупна номинална моќност  $Q_6$ , вкупните инвестиции за сите нив можат да се изразат на следниов начин:

$$E = n \cdot d_{\text{б.}} + h_{\text{б.}} \cdot Q_{\text{б.}} \quad (13.70)$$

### 13.9. Годишни трошоци за кондензаторска батерија

Вообичаено е да се смета дека годишните трошоци за една кондензаторска батерија се составени од два дела. Првиот дел е пропорционален на вкупните инвестиции за кондензаторската батерија. Соодветниот коефициент на пропорционалност ќе го означуваме со  $p_{\text{т.}}$ . Овој коефициент често се нарекува *просечна годишна трошкова квота*. Во овој дел спаѓаат трошоците за: амортизацијата, инвестиционото и тековното одржување, придонесите, премиите за осигурување, делот за платите и друго. Тука не влегуваат отплатите на евентуалните кредити, но влегуваат каматите на тие кредити.

Вториот дел на годишните трошоци се трошоците за загубата на електричната енергија и моќност во кондензаторската батерија. Кај современите енергетски кондензатори загубата на електричната моќност (при номиналниот напон) изнесува околу 0,1 до 0,5 W/kvar.

Според тоа, вкупните годишни трошоци за една кондензаторска батерија можат да се прикажат на следниов начин:

$$D_{\text{б.г.}} = p_{\text{т.}} \cdot (d_{\text{б.}} + h_{\text{б.}} \cdot Q_{\text{б.}}) + \sum_{j=1}^{12} c_{\text{м.}j} \cdot \Delta P_{\text{б.}j} + \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^2 c_{\text{е.}ij} \cdot \Delta W_{\text{б.}ij} \quad (13.71)$$

Покрај ознаките користени во равенката (13.69), тука се користени и други ознаки чиешто значења се:

- $c_{\text{м.}j}$  - цена за единичната ангажирана активна моќност во месецот  $j$ ;
- $c_{\text{е.}ij}$  - цена за единичната електрична енергија во месецот  $j$ , во часовите на важење на тарифата  $i$ ;
- $\Delta P_{\text{б.}j}$  - загуба на електричната моќност во кондензаторската батерија во месецот  $j$ ;
- $\Delta W_{\text{б.}ij}$  - загуба на електричната енергија во кондензаторската батерија во месецот  $j$ , во часовите на важење на тарифата  $i$ .

При пишувањето на равенката (13.71) е претпоставено дека кондензаторската батерија е со регулација, така што нејзината максимална моќност не мора да биде еднаква во сите месеци. Поради тоа и месечните износи на загубите на моќност и енергија во кондензаторите можат да се разликуваат од месец до месец.

Доколку кондензаторската батерија нема можност за регулација и постојано е вклучена на мрежата, загубата на моќност во кондензаторите,  $\Delta P_{\text{б.}}$ , може да се смета за еднаква во сите месеци, а истото важи и за загубата на електричната енергија. Во тој случај за износот на годишните трошоци за кондензаторската батерија може да се напише:

$$D_{\text{б.г.}} = p_{\text{т.}} \cdot (d_{\text{б.}} + h_{\text{б.}} \cdot Q_{\text{б.}}) + \Delta P_{\text{б.}} \cdot \sum_{j=1}^{12} c_{\text{м.}j} + \Delta W_{\text{б.}} \cdot \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^2 c_{\text{е.}ij}. \quad (13.72)$$

Во равенката (13.72) со  $\Delta W_{\text{б.}}$  е означена полумесечната загуба на електричната енергија во енергетските кондензатори на батеријата.

Ако со  $g$  се означи специфичната загуба на активната моќност во енергетските кондензатори и ако се земе дека просечното траење на еден месец изнесува 730 саати, при усвоените претпоставки следува:

$$\Delta W_{\text{б.}} = 365 \cdot \Delta P_{\text{б.}} = 365 \cdot g \cdot Q_{\text{б.}}. \quad (13.73)$$

Практично е да се воведат:

$$12 \cdot c' = \sum_{j=1}^{12} c_{\text{м.}j}, \quad (13.74)$$

$$24 \cdot c'' = \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^2 c_{\text{е.}ij} \quad (13.75)$$

и

$$c_{\text{с.}} = 12 \cdot c' + 365 \cdot 24 \cdot c'' = 12 \cdot c' + 8760 \cdot c''. \quad (13.76)$$

Имајќи ги предвид равенките (13.73), (13.74), (13.75) и (13.76), равенката (13.72) може да се напише во вид:

$$D_{\text{б.г.}} = p_{\text{т.}} \cdot (d_{\text{б.}} + h_{\text{б.}} \cdot Q_{\text{б.}}) + g \cdot Q_{\text{б.}} \cdot c_{\text{с.}} = p_{\text{т.}} \cdot d_{\text{б.}} + (p_{\text{т.}} \cdot h_{\text{б.}} + g \cdot c_{\text{с.}}) \cdot Q_{\text{б.}}. \quad (13.77)$$

Ако се воведе:

$$h_{\text{бб}} = p_{\text{т.}} \cdot h_{\text{б.}} + g \cdot c_{\text{с.}}, \quad (13.78)$$

равенката (13.77) станува:

$$D_{\text{б.г.}} = p_{\text{т.}} \cdot d_{\text{б.}} + h_{\text{бб}} \cdot Q_{\text{б.}}. \quad (13.79)$$

Заслужува да биде забележено дека со равенката (13.79) се дадени годишните трошоци за една кондензаторска батерија што е непрекинато приклучена на номинален напон и работи без регулација на моќност.

Доколку се набљудуваат  $n$  кондензаторски батерии со вкупна номинална моќност  $Q_{\text{б.}}$ , вкупните годишни трошоци ќе бидат:

$$D_{\text{б.г.}} = n \cdot p_{\text{т.}} \cdot d_{\text{б.}} + h_{\text{бб}} \cdot Q_{\text{б.}}. \quad (13.80)$$

За важењето на равенката (13.80) не е услов кондензаторските батерии да бидат со еднакви номинални моќности, туку сите енергетски кондензатори да бидат со ист номинален напон и со еднакви специфични загуби на активната моќност.

### 13.10. Годишна заштеда по инсталирање кондензаторски батерии

Во општ случај, за да се постигне заштеда, треба на соодветен начин да бидат избрани: моќноста на кондензаторската батерија, нејзината локација и временските интервали во кои таа ќе биде вклучена (односно временските интервали во кои нејзината моќност ќе биде регулирана).

Вкупната годишна заштеда,  $D$ , што се постигнува со соодветно инсталирање на кондензаторски батерии во мрежата е еднаква на сумата на годишните заштеди поради намалувањето на загубата на активната моќност,  $D_m$ , и годишните заштеди поради намалувањето на загубата на електричната енергија,  $D_e$ , намалена за годишните трошоци за кондензаторските батерии,  $D_{б.г.}$ . Така, ако во мрежата се инсталирани  $n$  кондензаторски батерии со вкупна номинална моќност  $Q_б$ , за вкупната годишна заштеда може да се напише:

$$D = D_m + D_e - D_{б.г.} \quad (13.81)$$

Во натамошната анализа во ова потпоглавје ќе претпоставиме дека сите кондензаторски батерии се со енергетски кондензатори за ист номинален напон и со еднакви специфични загуби на активната моќност.

Нека по инсталирањето на кондензаторските батерии во мрежата, во режимот на врвното оптоварување, е постигнато намалување на загубата на активната моќност. Поради временската менливост на оптоварувањето на мрежата, постигнатото намалување на загубата на активната моќност во месецот  $j$  ќе го означиме со  $\Delta P_j$ . Исто така, намалувањето на загубата на активната енергија може да се разликува не само од месец до месец туку и во текот на важењето на различните тарифи од еден ист месец. Со  $\Delta W_{ij}$  ќе го означиме намалувањето на загубата на активната енергија во текот на месецот  $j$ , во часовите на важење на тарифата  $i$ . При тие услови, земајќи ги предвид како сезонските промени на цените на електричната енергија и моќност така и дневните промени на цената на електричната енергија, а користејќи ги воведените ознаки, равенката (13.81) за годишната заштеда може да се напише во вид:

$$D = \sum_{j=1}^{12} c_{m,j} \cdot \Delta P_j + \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^2 c_{e,ij} \cdot \Delta W_{ij} - D_{б.г.} \quad (13.82)$$

Во општ случај,  $\Delta P_j$  и  $\Delta W_{ij}$  се нелинеарни функции од моќностите, локациите и времето на вклученост на кондензаторските батерии. Тоа придонесува проблемот на определувањето на оптималните моќности, локациите и времето на вклученост на секоја од кондензаторските батерии да биде мошне сложен. На решавањето на тој проблем му го посветија вниманието повеќе автори (на пример [1, 9, 24]).

Тука вниманието ќе биде свртено кон едноставниот случај: компензација со една постојано вклучена кондензаторска батерија на вод со константно оптоварување на крајот. При тие услови загубата на активната моќност,  $\Delta P$ , не се менува со времето,

а истото важи и за загубата на активната енергија. Со тоа, користејќи ја равенката (13.80), равенката (13.82) го добива обликот:

$$D = \Delta P \cdot \sum_{j=1}^{12} c_{m,j} + 365 \cdot \Delta P \cdot \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^2 c_{e,ij} - p_{т.} \cdot d_{\delta} - h_{\delta\delta} \cdot Q_{\delta}. \quad (13.83)$$

Имајќи ги предвид равенките (13.74), (13.75) и (13.76), равенката (13.83) станува:

$$D = \Delta P \cdot c_{c.} - p_{т.} \cdot d_{\delta} - h_{\delta\delta} \cdot Q_{\delta}. \quad (13.84)$$

Од равенките (13.27) и (13.28) следува дека намалувањето на загубата на активната моќност по компензацијата е:

$$\Delta P_{реакт.} = 3 \cdot R \cdot I_{комп.} \cdot (2 \cdot I_p - I_{комп.}), \quad (13.85)$$

каде што со  $I_p$  е означена реактивната компонента на струјата во водот пред компензацијата.

Бидејќи е:

$$Q_{\delta} = \sqrt{3} \cdot U_{ном.} \cdot I_{комп.} \quad (13.86)$$

и

$$Q = \sqrt{3} \cdot U_{ном.} \cdot I_p, \quad (13.87)$$

равенката (13.85) може да се напише во вид:

$$\Delta P = \frac{R}{U_{ном.}^2} \cdot Q_{\delta} \cdot (2 \cdot Q - Q_{\delta}). \quad (13.88)$$

Имајќи ја предвид равенката (13.88), равенката (13.84) го добива обликот:

$$D = \frac{R}{U_{ном.}^2} \cdot c_{c.} \cdot Q_{\delta} \cdot (2 \cdot Q - Q_{\delta}) - p_{т.} \cdot d_{\delta} - h_{\delta\delta} \cdot Q_{\delta}. \quad (13.89)$$

За да се пресмета моќноста на кондензаторската батерија со која се постигнува најголема годишна заштеда, треба да се реши равенката што се добива кога функцијата од десната страна на равенката (13.89) се диференцира по  $Q_{\delta}$  и добиениот израз се прирамни на нула. Така добиваме:

$$2 \cdot Q - 2 \cdot Q_{\delta} - \frac{U_{ном.}^2}{R \cdot c_{c.}} \cdot h_{\delta\delta} = 0, \quad (13.90)$$

од каде за најповолната моќност на кондензаторската батерија следува:



$$Q_{\text{б.о.}} = Q - \frac{U_{\text{ном.}}^2}{2 \cdot R} \cdot \frac{h_{\text{бб.}}}{c_{\text{с.}}} \quad (13.91)$$

Од друга страна, врз основа на равенките (13.76) и (13.78) може да се напише:

$$\frac{h_{\text{бб.}}}{c_{\text{с.}}} = \frac{p_{\text{т.}} \cdot h_{\text{б.}} + g \cdot c_{\text{с.}}}{c_{\text{с.}}} = g + p_{\text{т.}} \cdot \frac{h_{\text{б.}}}{8760 \cdot c'' + 12 \cdot c'} = g + p_{\text{т.}} \cdot \frac{\frac{h_{\text{б.}}}{c''}}{8760 + 12 \cdot \frac{c'}{c''}} \quad (13.92)$$

Дури и во услови на исклучително динамична промена на цените на опремата, услугите и енергијата, односите на цените  $c'/c''$  и  $h_{\text{б.}}/c''$  се менуваат во релативно тесни интервали и немаат тенденција на постојан пораст. Може да се препорача во пресметките да се користат вредностите на наведените односи што најдолго важеле во претходниот период. Во случај некој од односите да покажал тенденција на пораст во последниот период, и ако се согледува дека причините за тој пораст ќе бидат присутни и во иднина, може да се воведат соодветна корекција во вредноста на тој однос. Сметайќи ги тие односи за константни, од равенките (13.90) и (13.92) произлегува дека оптималната моќност на кондензаторската батерија практично не зависи од износите на моментните цени, туку само од вредностите на соодветните односи на цените.

Ако оптималната моќност на кондензаторската батерија, определена со равенката (13.91), се замени во равенката (13.89), за најголемата годишна заштеда следува:

$$D_{\text{о.}} = \frac{R \cdot c_{\text{с.}}}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot Q_{\text{б.о.}}^2 - p_{\text{т.}} \cdot d_{\text{б.}} \quad (13.93)$$

Ако десната страна на равенката (13.93) се прошири со просечната цена на единичната електрична енергија, добиваме:

$$D_{\text{о.}} = c'' \cdot \left( \frac{R}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot \frac{c_{\text{с.}}}{c''} \cdot Q_{\text{б.о.}}^2 - p_{\text{т.}} \cdot \frac{d_{\text{б.}}}{c''} \right) \quad (13.94)$$

Во равенката (13.94) изразот во заградата има димензија на енергија и неговиот износ може да се смета за енергетски еквивалент на постигнатите заштеди во случај на оптимална компензација. Притоа и тука се смета дека односите  $c_{\text{с.}}/c''$  и  $d_{\text{б.}}/c''$  можат да се сметаат за константни.

Аналогно, при произволна моќност на кондензаторската батерија, од равенката (13.89) за годишната заштеда следува:

$$D = c'' \cdot \left[ \frac{R}{U_{\text{ном.}}^2} \cdot \frac{c_{\text{с.}}}{c''} \cdot Q_{\text{б.}} \cdot (2 \cdot Q - Q_{\text{б.}}) - p_{\text{т.}} \cdot \frac{d_{\text{б.}}}{c''} - \frac{h_{\text{бб.}}}{c''} \cdot Q_{\text{б.}} \right] \quad (13.95)$$

## 13.11. Примери

### Пример 13.11.1

Номиналните параметри на еден тринамотен трансформатор се: моќност 20/20/6,67 MVA/MVA/MVA, струја на празен од 0,8% и напони на куса врска  $u_{k12} = 11\%$ ,  $u_{k13} = 12,3\%$  и  $u_{k23} = 7,7\%$ . Во првиот случај трансформаторот работи со неоптоварен терциер и со номинално оптоварен секундар. Во вториот случај трансформаторот работи со номинално оптоварен терциер, а оптоварувањето на секундарот изнесува 2/3 од неговата номинална моќност. Да се пресмета загубата на реактивната моќност за секој од случаите.

Решение:

Во првиот случај трансформаторот работи како двонамотен и загубата на реактивната моќност ја пресметуваме според равенката (13.6). Така добиваме:

$$\Delta Q_{\text{трансф.}} = (11 \cdot 1^2 + 0,8) \cdot \frac{20}{100} = 2,360 \text{ Mvar.}$$

Во вториот случај трансформаторот работи како тринамотен и за да се пресмета загубата на реактивната моќност со равенката (13.7), најнапред треба да се пресметаат:

$$u_{k1} = \frac{11 + 12,3 - 7,7}{2} = 7,80\%, \quad u_{k2} = \frac{11 + 7,7 - 12,3}{2} = 3,20\%,$$

$$u_{k3} = \frac{12,3 + 7,7 - 11}{2} = 4,50\%, \quad \beta_1 = 1, \quad \beta_2 = 2/3, \quad \beta_3 = 1/3.$$

Натаму, според равенката (13.7), следува:

$$\Delta Q_{\text{трансф.}} = \left[ 7,80 \cdot 1^2 + 3,20 \cdot \left(\frac{2}{3}\right)^2 + 4,50 \cdot \left(\frac{1}{3}\right)^2 + 0,8 \right] \cdot \frac{20}{100} = 2,104 \text{ Mvar.}$$

Како што се гледа од резултатите на пресметките, загубата на реактивната моќност во набљудуваниот трансформатор е поголема во случајот кога само секундарот е номинално оптоварен.

### Пример 13.11.2

Набљудуваме вод со рамномерно распределено реактивно оптоварување. Интензитетот на реактивната компонента на струјата на почетокот на водот изнесува 120 А, а на крајот 30 А. Водот е долг 2 km, а неговата активна отпорност изнесува 0,83  $\Omega$ .

- а) Колкава е загубата на активната моќност во водот поради постоење на реактивната компонента на струјата во него?

- б) На кое растојание од почетокот на водот треба да се вклучи една кондензаторска батерија и колкава треба да биде нејзината струја, за да се постигне најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност во водот? Колку, во тој случај, изнесува релативното намалување на загубата на активната моќност и колкав е апсолутниот износ на таа загуба по компензацијата?
- в) Колку ќе изнесува загубата на активната моќност поради постоење на реактивната компонента на струјата во водот, ако на неговиот крај се инсталира кондензаторска батерија со струја 80 А?

Решение:

а) Бараната загуба на активната моќност во водот поради постоење на реактивна компонента на струјата во него ја пресметуваме со помош на равенката (13.32) и добиваме:

$$\Delta P_{\text{реакт.}} = 0,83 \cdot (120^2 + 120 \cdot 30 + 30^2) = 15687 \text{ W.}$$

б) Од равенките (13.40) и (13.41) за дадените услови следува:

$$k = \frac{30}{120} = \frac{1}{4}, \quad a = \frac{1}{1 + \frac{1}{4} + \frac{1}{16}} = \frac{16}{21}.$$

За постигнување на бараното најголемо намалување на загубата, според равенките (13.45) и (13.46), треба да се земе:

$$c = \frac{2}{3} \quad \text{и} \quad d_1 = \frac{2}{3 \cdot \left(1 - \frac{1}{4}\right)} = \frac{8}{9}.$$

Бидејќи е  $l = 2 \text{ km}$  и  $I_{\text{p1}} = 120 \text{ A}$ , растојанието на кондензаторската батерија од почетокот на водот според равенката (13.38) треба да биде:

$$l_1 = d_1 \cdot l = \frac{8}{9} \cdot 2000 = 1778 \text{ m,}$$

а според равенката (13.39) нејзината струја треба да изнесува:

$$I_{\text{комп.}} = \frac{2}{3} \cdot 120 = 80 \text{ A.}$$

Бараното најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност се пресметува со помош на равенката (13.42), т.е.

$$\Delta p = 3 \cdot \frac{16}{21} \cdot \frac{2}{3} \cdot \frac{8}{9} \cdot \left[ 2 - \frac{2}{3} - \left(1 - \frac{1}{4}\right) \cdot \frac{8}{9} \right] = 0,9030.$$

По компензацијата износот на загубата на активната моќност поради постоење на реактивната компонента на струјата во водот е:

$$\Delta P'_{\text{реакт.}} = \Delta P_{\text{реакт.}} \cdot (1 - \Delta p) = 15687 \cdot (1 - 0,903) = 1522 \text{ W.}$$

в) Во овој случај е:

$$c = \frac{80}{120} = \frac{2}{3} \quad \text{и} \quad d_1 = 1.$$

Согласно со тоа, од равенката (13.42) се пресметува:

$$\Delta p = 3 \cdot \frac{16}{21} \cdot \frac{2}{3} \cdot 1 \cdot \left[ 2 - \frac{2}{3} - \left( 1 - \frac{1}{4} \right) \cdot 1 \right] = 0,8889.$$

По компензацијата апсолутниот износ на загубата на активната моќност во водот поради постоење реактивна струја во него ќе изнесува:

$$\Delta P'_{\text{реакт.}} = \Delta P_{\text{реакт.}} \cdot (1 - \Delta p) = 15687 \cdot (1 - 0,8889) = 1743 \text{ W.}$$

### **Пример 13.11.3**

Трифазен урамнотежен нисконапонски вод е изведен со самонослив кабелски сноп чиишто спроводници се од алуминиум, со плоштина на напречен пресек  $16 \text{ mm}^2$ . Должината на водот е  $200 \text{ m}$ . Активното и реактивното оптоварување е трифазно урамнотежено и рамномерно е распределено по должината на водот. Неговиот износ е  $(0,1-j0,2) \text{ A/m}$ . Освен тоа, на крајот на водот е приклучен трифазен урамнотежен потрошувач со струја  $(20-j10) \text{ A}$ . Да се пресмета:

- а) колкава е загубата на активната моќност во водот поради постоење реактивна компонента на струјата во него;
- б) на која локација треба да се инсталира кондензаторска батерија и колкава треба да биде нејзината реактивна струја за да се постигне најголемо намалување на загубата на активната моќност во водот;
- в) во случајот под б) да се пресмета за колку вати е намалена загубата на активната моќност по компензацијата;
- г) ако за компензација се употреби кондензаторска батерија чија реактивна струја изнесува  $40 \text{ A}$ , на кое растојание од почетокот на водот треба таа да се инсталира за да се постигне најголемо намалување на загубата на активната моќност;
- д) во случајот под г), по компензацијата, да се пресмета колку изнесува загубата на активната моќност поради постоење на реактивна компонента на струјата во водот.

**Решение:**

Реактивната компонента на струјата на крајот на водот е:

$$I_{p2} = 10 \text{ A},$$

а на почетокот на водот е:

$$I_{p1} = 10 + 200 \cdot 0,2 = 50 \text{ A}.$$

Според табелата П.12 активната отпорност на водот по единица негова должина изнесува:

$$r = 1,89 \text{ } \Omega/\text{km},$$

врз основа на што за целиот вод се добива:

$$R = r \cdot l = 1,89 \cdot 0,2 = 0,378 \text{ } \Omega.$$

а) За пресметување на загубата на активната моќност во водот поради постоење на реактивната компонента на струјата во него, ќе ја користиме равенката (13.32). Така добиваме:

$$\Delta P_{\text{реакт.}} = 0,378 \cdot (50^2 + 50 \cdot 10 + 10^2) = 1171,8 \text{ W}.$$

Ако се земе дека напонот на почетокот на водот изнесува 400 V, вкупната активна моќност што му се предава на водот ќе биде:

$$\sqrt{3} \cdot 400 \cdot (20 + 200 \cdot 0,1) = 27712,8 \text{ W}.$$

Врз основа на тоа за процентуалниот износ на загубата добиваме:

$$\frac{1171,8 \cdot 100}{27712,8} = 4,23 \text{ } \%,$$

што може да се оцени како висока вредност.

б) Од равенките (13.39) и (13.45) за струјата на кондензаторска батерија со која се постигнува најголемо намалување на загубата на активната моќност добиваме:

$$I_{\text{комп.}} = c \cdot I_{p1} = \frac{2}{3} \cdot 50 = 33,333 \text{ A}.$$

Нејзиното растојание од почетокот на водот се определува со равенките (13.38) и (13.46). Така добиваме:

$$l_1 = d_1 \cdot l = \frac{2}{3 \cdot (1-k)} \cdot l.$$

Во конкретниот случај од равенката (13.40) следува:

$$k = \frac{I_{p2}}{I_{p1}} = \frac{10}{50} = \frac{1}{5} = 0,2,$$

и за бараното растојание пресметуваме:

$$l_1 = \frac{2}{3(1-0,2)} \cdot 200 = 166,67 \text{ m.}$$

в) За случај на компензација како под б) постигнатото релативно намалување на загубата на активната моќност во водот поради постоење реактивна струја во него може да се пресмета со равенката (13.68), која гласи:

$$\Delta p = \frac{4 \cdot a \cdot n \cdot (n+1)}{(1-k) \cdot (2 \cdot n + 1)^2}.$$

Во случајов е  $n = 1$  и

$$a = \frac{1}{1+k+k^2} = \frac{1}{1+\frac{1}{5}+\left(\frac{1}{5}\right)^2} = \frac{25}{31} = 0,80645.$$

Така добиваме:

$$\Delta p = \frac{4 \cdot \frac{25}{31} \cdot 1 \cdot (1+1)}{\left(1-\frac{1}{5}\right) \cdot (2 \cdot 1 + 1)^2} = \frac{8 \cdot \frac{25}{31}}{\frac{4}{5} \cdot 9} = \frac{250}{279} = 0,89606.$$

Истата вредност може да се пресмета и со помош на равенката (13.42), која гласи:

$$\Delta p = 3 \cdot a \cdot c \cdot d_1 \cdot [2 - c - (1-k) \cdot d_1].$$

Кога во оваа равенка се замени:

$$c = \frac{2}{3} = 0,667 \text{ и } d_1 = \frac{2}{3 \cdot (1-k)} = \frac{2}{3 \cdot \left(1-\frac{1}{5}\right)} = \frac{5}{6} = 0,833,$$

добиваме:

$$\Delta p = 3 \cdot \frac{25}{31} \cdot \frac{2}{3} \cdot \frac{5}{6} \cdot \left[2 - \frac{2}{3} - \left(1 - \frac{1}{5}\right) \cdot \frac{5}{6}\right] = \frac{250}{279} = 0,89606.$$

Во споредба со загубата пред компензацијата, намалувањето изнесува:

$$\Delta P_{\text{реакт.}} - \Delta P'_{\text{реакт.}} = \Delta p \cdot P_{\text{реакт.}} = 0,89606 \cdot 1171,8 = 1050 \text{ W.}$$

г) Според дадениот услов, во овој случај е:

$$c = \frac{I_{\text{комп.}}}{I_{\text{р1}}} = \frac{40}{50} = \frac{4}{5} = 0,8$$

и треба да се определи вредноста  $d_1$  за која се постигнува најмала вредност на изразот од десната страна на равенката (13.42), која гласи:

$$\Delta p = 3 \cdot a \cdot c \cdot d_1 \cdot [2 - c - (1 - k) \cdot d_1].$$

Ако изразот од десната страна на оваа равенка го диференцираме по  $d_1$  и добиениот израз го прирамниме на нула, ќе ја добиеме равенката:

$$3 \cdot a \cdot c \cdot \{ [2 - c - (1 - k) \cdot d_1] - (1 - k) \cdot d_1 \} = 0,$$

од каде што следува:

$$2 - c - 2 \cdot (1 - k) \cdot d_1 = 0 \text{ и } d_1 = \frac{2 - c}{2 \cdot (1 - k)} = \frac{2 - 0,8}{2 \cdot (1 - 0,2)} = 0,75.$$

Според тоа, за да се постигне најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност, растојанието на дадената кондензаторска батерија од почетокот на водот треба да изнесува:

$$l_1 = d_1 \cdot l = 0,75 \cdot 200 = 150 \text{ m.}$$

д) По компензацијата како под г) релативното намалување на загубата на активната моќност пак може да се пресмета со равенката (13.42). Во овој случај е:

$$k = 0,2; \quad a = 0,80645; \quad c = 0,8 \text{ и } d_1 = 0,75.$$

Со тоа, користејќи ја равенката (13.42), добиваме:

$$\Delta p = 3 \cdot 0,80645 \cdot 0,8 \cdot 0,75 \cdot [2 - 0,8 - (1 - 0,2) \cdot 0,75] = 0,871.$$

Значи, по компензацијата како под г) загубата на активната моќност во водот поради постоење на реактивната компонента на струјата во него ќе изнесува:

$$\begin{aligned} \Delta P'_{\text{реакт.}} &= \Delta P_{\text{реакт.}} - \Delta p \cdot \Delta P_{\text{реакт.}} = (1 - \Delta p) \cdot \Delta P_{\text{реакт.}} \\ &= (1 - 0,871) \cdot 1171,8 = 151,2 \text{ W.} \end{aligned}$$

### **Пример 13.11.4**

Набљудуваме вод со рамномерно распределено реактивно оптоварување. Реактивната компонента на струјата на крајот на водот е еднаква на нула, а на почетокот на водот е 200 А. Со компензација треба да се постигне најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност. Ако се примени компензација со три еднакви кондензаторски батерии, колкава треба да биде нивната струја, колкави треба

да бидат нивните релативни растојанија од почетокот на водот и колкаво е постигнатото релативно намалување на загубата на активната моќност?

**Решение:**

Во овој случај е  $I_{p2} = 0$  и од равенките (13.40) и (13.41) следува:  $k = 0$  и  $a = 1$ . Бидејќи е  $n = 3$ , од равенката (13.66) се добива:

$$c = \frac{2}{7}.$$

Тоа значи дека, според равенката (13.39), секоја од трите кондензаторски батерии треба да има реактивна струја еднаква на:

$$I_{\text{комп.}} = \frac{2}{7} \cdot 200 = 57,14 \text{ A.}$$

Потоа, од равенката (13.67), за релативните растојанија на кондензаторските батерии од почетокот на водот пресметуваме:

$$d_1 = 2 \cdot \frac{3+1-1}{(1-0) \cdot (2 \cdot 3+1)} = \frac{6}{7}, \quad d_2 = 2 \cdot \frac{3+1-2}{(1-0) \cdot (2 \cdot 3+1)} = \frac{4}{7},$$

$$d_3 = 2 \cdot \frac{3+1-3}{(1-0) \cdot (2 \cdot 3+1)} = \frac{2}{7}.$$

На крајот, од равенката (13.68) за постигнатото релативно намалување на загубата на активната моќност пресметуваме:

$$\Delta p = \frac{4 \cdot 1 \cdot 3 \cdot (3+1)}{(1-0) \cdot (2 \cdot 3+1)^2} = \frac{48}{49} = 0,9796.$$

### **Пример 13.11.5**

Набљудуваме трифазен урамнотежен надземен вод со номинален напон 10 kV. Фазните спроводници се јажиња од алуминиум-челик со номинален напречен пресек  $50/8 \text{ mm}^2/\text{mm}^2$ . Водот е долг 750 m. На крајот на водот е приклучен трифазен урамнотежен потрошувач со константно оптоварување. Реактивната моќност што водот ја предава на својот крај изнесува 1500 kvar. На крајот на водот се предвидува инсталирање на кондензаторска батерија.

- Колкава треба да биде номиналната моќност на кондензаторската батерија со која се постигнува најголема годишна заштеда и колку изнесува таа заштеда?
- Колкава ќе биде годишната заштеда ако номиналната моќност на кондензаторската батерија изнесува 1200 kvar?
- Колкава ќе биде годишната заштеда ако номиналната моќност на кондензаторската батерија изнесува 1500 kvar?



При решавање на овој проблем да се земе дека:

- односот помеѓу просечната единична цена за електричната моќност и просечната единична цена за електричната енергија е еднаков на 200 часови;
- односот помеѓу просечната специфична цена за енергетските кондензатори и просечната единична цена за електричната енергија е еднаков на 300 часови;
- односот помеѓу просечниот дел на инвестициите за кондензаторската батерија, што не зависи од нејзината моќност, и просечната цена за електричната енергија е еднаков на 600 000 kWh;
- специфичната загуба на активната моќност во енергетските кондензатори изнесува 0,35 W/kvar;
- просечната годишна трошковна квота изнесува 0,1.

Решение:

Според зададените услови е:

$$\frac{c'}{c''} = 200 \text{ часови}, \quad \frac{h_{\text{б.}}}{c''} = 300 \text{ часови}, \quad \frac{d_{\text{б.}}}{c''} = 600000 \text{ kWh.}$$

Од равенката (13.76) следува:

$$\frac{c_{\text{с.}}}{c''} = 8760 + 12 \cdot \frac{c'}{c''} = 8760 + 12 \cdot 200 = 11160 \text{ часови.}$$

Натаму, користејќи ги равенките (13.76) и (13.78), добиваме:

$$\frac{h_{\text{бб}}}{c_{\text{с.}}} = g + p_{\text{т.}} \cdot \frac{h_{\text{б.}}}{c_{\text{с.}}} = g + p_{\text{т.}} \cdot \frac{h_{\text{б.}}}{c''} = 0,00035 + 0,1 \cdot \frac{300}{11160} = 0,003038$$

и

$$\frac{h_{\text{бб}}}{c''} = p_{\text{т.}} \cdot \frac{h_{\text{б.}}}{c''} + g \cdot \frac{c_{\text{с.}}}{c''} = 0,1 \cdot 300 + 0,00035 \cdot 11160 = 33,906 \text{ часови.}$$

Според табелата П.11, за набљудуваниот вод е:

$$r = 0,5946 \text{ } \Omega / \text{km.} \quad q_{\text{вод}} = 0,30 \text{ kvar/km.}$$

Врз основа на тие податоци за вкупната активна отпорност на водот пресметуваме:

$$R = 0,5946 \cdot 0,75 = 0,44595 \text{ } \Omega,$$

а за вкупната реактивна моќност што водот ја генерира добиваме:

$$Q_{\text{вод}} = 0,30 \cdot 0,75 = 0,225 \text{ kvar.}$$

Реактивната моќност,  $Q$ , што се пренесува со водот е еднаква на реактивната моќност што водот ја предава на својот крај,  $Q_2$ , намалена за една половина на реактивната моќност генерирана од водот, т.е.

$$Q = Q_2 - 0,5 \cdot Q_{\text{вод}} = 1500 - 0,5 \cdot 0,225 = 1499,8875 \text{ kvar.}$$

а) Од равенката (13.91) за моќноста на кондензаторската батерија со која се добива најголема заштеда следува:

$$Q_{6.o.} = 1499,8875 - \frac{10^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 0,44595} \cdot 0,003038 = 1159,266 \text{ kvar.}$$

Ако на крајот на набљудуваниот вод се инсталира кондензаторска батерија со моќност  $Q_{6.o.}$ , најголемата заштеда според равенката (13.94) ќе изнесува:

$$D_o. = c'' \cdot \left( \frac{0,44595}{10^2 \cdot 10^6} \cdot 11160 \cdot 1159,266^2 \cdot 10^6 \cdot 10^{-3} - 0,1 \cdot 600000 \right) = 6883 \cdot c'' \text{ денари,}$$

односно  $\frac{D_o.}{c''} = 6883 \text{ kWh.}$

б) Ако номиналната моќност на кондензаторската батерија изнесува 1200 kvar, за годишната заштеда според равенката (13.95) добиваме:

$$D = c'' \cdot \left[ \frac{0,44595 \cdot 10^{-3}}{10000^2} \cdot 11160 \cdot 1200 \cdot (2 \cdot 1499,8875 - 1200) - 0,1 \cdot 600000 - 33,906 \cdot 1200 \right] \\ = 6798 \cdot c'' \text{ денари,}$$

односно  $\frac{D}{c''} = 6798 \text{ kWh.}$

в) Во овој случај номиналната моќност на кондензаторската батерија е 1500 kvar и од равенката (13.95) следува:

$$D = c'' \cdot \left[ \frac{0,44595 \cdot 10^{-3}}{10^2} \cdot 11160 \cdot 1500 \cdot (2 \cdot 1499,8875 - 1500) - 0,1 \cdot 600000 - 33,906 \cdot 1500 \right] \\ = 1102 \cdot c'' \text{ денари,}$$

односно  $\frac{D}{c''} = 1102 \text{ kWh.}$

Од добиените резултати може да се пресмета дека со промена на номиналната моќност на кондензаторската батерија од 1159,266 kvar на 1500 kvar (што претставува зголемување за 29,39%), годишната заштеда се намалува за 83,99%.

### 13.12. Задачи

- 13.12.1. Даден е среднапонски вод долг 2,4 km, со вкупна активна отпорност 1,1  $\Omega$ . Активното и реактивното отповарување на водот рамномерно се распределени по неговата должина. Реактивната компонента на струјата на почетокот на водот изнесува 100 A, а на крајот 20 A.
- Колкава е загубата на активната моќност во водот поради постоењето на реактивна компонента на струјата во него?
  - На водот треба да се изврши компензација со една кондензаторска батерија. Колкава треба да биде струјата на кондензаторската батерија и на која локација таа треба да се инсталира за да се постигне најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност?
  - Ако компензацијата се изведе со една кондензаторска батерија инсталирана на средината на водот и ако е  $I_{\text{комп.}} = 50$  A, колкаво ќе биде релативното намалување на загубата на активната моќност?
- 13.12.2. Ако на водот од задачата 13.12.1 компензацијата се изведе со две еднакви кондензаторски батерии, колкава треба да биде нивната струја и на кои локации тие треба да се инсталираат за да се постигне најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност поради постоење на реактивната компонента на струјата во водот? Колку изнесува така постигнатото релативно намалување на загубата на активната моќност?
- 13.12.3. Да се реши задачата од примерот 13.11.2, земајќи дека струјата на крајот на водот изнесува 10 A.
- 13.12.4. Да се реши задачата од примерот 13.11.4, земајќи дека компензацијата се изведува со две еднакви кондензаторски батерии.
- 13.12.5. Трифазен урамнотежен нисконапонски вод е долг 360 m. Реактивното оптоварување на потрошувачите што се напојуваат од водот е трифазно урамнотежено и рамномерно е распределено по должината на водот. Тоа оптоварување изнесува 0,5 A/m. Освен тоа, на крајот на водот е приклучен потрошувач чија реактивна компонента на струјата е 60 A. Ако компензацијата се изведува со една кондензаторска батерија, на која локација таа треба да се постави и колкава треба да биде нејзината струја за да се постигне најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност во водот?
- 13.12.6. Да се реши примерот 13.11.5, земајќи дека е сменета само специфичната загуба на активната моќност во енергетските кондензатори и дека изнесува 0,1 W/kvar.
- 13.12.7. Среднапонски надземен вод е оптоварен само на својот крај. Факторот на моќност на оптоварувањето е 0,9. Колкав треба да биде факторот на моќност по компензацијата за да се постигне загубата на активната моќност по компензацијата да биде за 10% помала отколку пред компензацијата?

## 14. ЗАЗЕМЈУВАЊЕ НА НЕУТРАЛНАТА ТОЧКА НА СРЕДНОНАПОНСКИТЕ МРЕЖИ

### 14.1. Општо

Во практиката, неутралната точка на една среднонапонска мрежа може да биде: незаземјена, заземјена преку придушница, заземјена преку отпорник и директно заземјена. Директното заземјување не добило широка примена во европските земји, но е редовна практика во некои прекуокеански земји, на пример во северноамериканските. Зависно од третманот на неутралната точка, во мрежата се јавуваат различни напони и струи при спој на фазен спроводник со земјата како за време на преодниот процес така и во стационарната состојба. На тие проблеми ќе им биде посветено ова поглавје. Тука одделно ќе бидат разгледани случаите кога неутралната точка е незаземјена, заземјена преку придушница или заземјена преку мала импеданција. Но во сите случаи ќе се претпоставува дека мрежата работи како радијална.

### 14.2. Незаземјена неутрална точка

Да разгледаме среднонапонска мрежа напојувана од еден трансформатор висок/среден напон. Претпоставуваме дека мрежата е изградена од трифазни урамнотезени елементи, дека потрошувачите (што се напојуваат од таа мрежа) се урамнотезени и дека напоните што се индуцираат на секундарната страна на напојниот трансформатор се урамнотезени. Тоа значи дека за меѓуфазните напони важат равенките:

$$\underline{U}_{bc} = \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{ab} \quad (14.1)$$

$$\underline{U}_{ca} = \underline{a} \cdot \underline{U}_{ab}, \quad (14.2)$$

каде што со  $\underline{U}_{ab}$ ,  $\underline{U}_{bc}$  и  $\underline{U}_{ca}$  се означени комплексните напони помеѓу спроводниците на фазите  $a$  и  $b$ ,  $b$  и  $c$ ,  $c$  и  $a$ , соодветно, додека  $\underline{a} = \exp(j2\pi/3)$ .

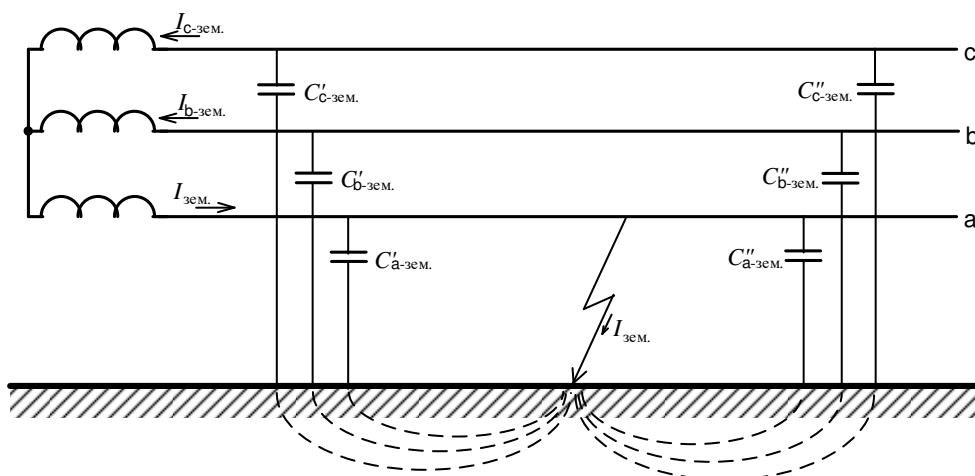
Нека е во прашање градска кабелска мрежа. Поради користење на кабли со релативно големи пресеци и релативно мали должини, нивните редни импеданции се релативно мали. Мала е и загубата на напонот во секој од каблите. Затоа нема да се направи значителна грешка ако се смета дека во сите јазли на мрежата напоните се со еднакви ефективни вредности.

Освен тоа, поради урамнотезеноста на елементите на мрежата, капацитетот на фазата  $a$ , во однос на земјата, е еднаков со соодветните капацитети на фазите  $b$  и  $c$ . Ако тие капацитети ги означиме со  $C_{a-зем.}$ ,  $C_{b-зем.}$  и  $C_{c-зем.}$ , соодветно, може да се напише:

$$C_{a-зем.} = C_{b-зем.} = C_{c-зем.} = C_{\phi-зем.} \quad (14.3)$$

Урамнотежените фазни напони при нормален погон условуваат во еднаквите капацитети фаза–земја да се јавуваат струи што образуваат урамнотежен систем. Поради тоа сумата на тие струи во секој момент е еднаква на нула.

Сега да ја разгледаме состојбата при спој на еден од фазните спроводници со земјата. Нека е тоа спроводникот на фазата а (слика 14.1). Во таквите случаи е вообичаено да се вели дека настанал *земјоспој* на фазата а. Таа фаза се нарекува *повредена фаза*, додека другите две фази се нарекуваат *неповредени фази*. На сликата 14.1 со  $C'_{a-зем.}$  и  $C''_{a-зем.}$  се означени капацитетите на фазата а во однос на земјата на делот од напојниот трансформатор до местото на спојот со земјата и од тоа место до крајот на водот, соодветно. Аналогни ознаки се употребени и за другите две фази.



Слика 14.1. Спој фаза–земја во мрежа со незаземјена неутрална точка

Поради релативно малата должина, среднонапонските водови можат доволно точно да бидат претставени со соодветни еквивалентни  $\pi$ -шеми. Во тие шеми може да се констатира дека редните импеданции се многу помали од напречните импеданции. Така, на пример, за кабел со ознака IPO 13 3×150 6/10 kV, од табелата П.13, за директниот редослед е:

$$r = 0,124 \ \Omega/\text{km},$$

$$x = 0,080 \ \text{/km},$$

$$C_{\text{погонски}} = 0,50 \ \mu\text{F}/\text{km}, \quad \text{односно} \quad \frac{1}{\omega \cdot C_{\text{погонски}}} = 6366 \ \Omega/\text{km}.$$

Слични односи се добиваат и за импеданциите на нултиот редослед. Претходното важи и за импеданциите на другите видови среднонапонски водови, а може да се земе дека

таквиот заклучок се однесува и на редните и напречните импеданции на напојните трансформатори на среднапонските мрежи.

По настанувањето на спојот помеѓу спроводникот на фазата а и земјата може да се смета дека нивните потенцијали се практично еднакви. Како последица на тоа напонот на капацитетот  $C_{a-зем.}$  е еднаков на нула, напонот на капацитетот  $C_{b-зем.}$  е еднаков на  $\underline{U}_{ab}$ , а напонот на капацитетот  $C_{c-зем.}$  е еднаков на  $\underline{U}_{ac}$ . При тие услови стационарната струја во спојот со земјата (како и во спроводникот на фазата а од напојниот трансформатор до местото на грешката) е еднаква на збирот на струите во капацитетите  $C_{b-зем.}$  и  $C_{c-зем.}$ , т.е.

$$\underline{I}_{зем.} = \underline{I}_{b-зем.} + \underline{I}_{c-зем.} = j \cdot \omega \cdot C_{b-зем.} \cdot \underline{U}_{ab} + j \cdot \omega \cdot C_{c-зем.} \cdot \underline{U}_{ac}. \quad (14.4)$$

Со оглед на равенките (14.2) и (14.3) од равенката (14.4) за стационарната струја при спој фаза–земја следува:

$$\underline{I}_{зем.} = j \cdot \omega \cdot C_{\phi-зем.} \cdot (\underline{U}_{ab} - \underline{U}_{ca}) = j \cdot (1 - \underline{a}) \cdot \omega \cdot C_{\phi-зем.} \cdot \underline{U}_{ab}. \quad (14.5)$$

Не е тешко да се провери дека модулот на изразот  $1 - \underline{a}$  е еднаков на квадратниот корен од три. Така, за ефективната вредност на струјата  $I_{зем.}$  се добива:

$$I_{зем.} = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_{\phi-зем.} \cdot U_{ab}. \quad (14.6)$$

Во равенката (14.6) наместо  $U_{ab}$  треба да се земе онаа вредност на меѓуфазниот напон што е најчеста на местото на спојот со земјата, односно во разгледуваната мрежа. Ако таа вредност ја означиме со  $U'$ , равенката (14.6) станува:

$$I_{зем.} = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_{\phi-зем.} \cdot U'. \quad (14.7)$$

Според [20], доколку не се располага со информациите за вредноста на  $U'$  за разгледуваната мрежа, може да се земе:

$$U' = 6,3 \text{ kV} - \text{ за мрежите со номинален напон 6 kV;}$$

$$U' = 10,5 \text{ kV} - \text{ за мрежите со номинален напон 10 kV;}$$

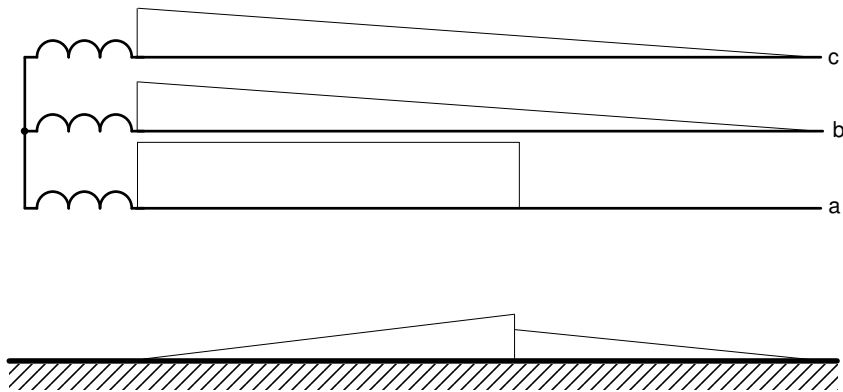
$$U' = 21,0 \text{ kV} - \text{ за мрежите со номинален напон 20 kV.}$$

Заслужува да биде забележено дека, во услови кога се исполнети воведените претпоставки, при спој на еден од фазните спроводници со земјата, според равенката (14.7), струјата во спојот практично не зависи од локацијата на грешката.

За согледување на распределбата на струите што се јавуваат при спој на еден од фазните спроводници со земјата треба да се води сметка дека капацитетите фаза–земја не се концентрирани, како што е прикажано на сликата 14.1, туку се рамномерно распределени по целата должина на фазните спроводници. Во согласност со тоа, на разни растојанија од напојниот трансформатор струите во неповредените фазни спроводници (на сликата 14.1 тоа се спроводниците на фазите б и с) ќе имаат интензитет што линеарно се зголемува одејќи од крајот на водот кон неговиот почеток,

како што е прикажано на сликата 14.2. Бидејќи фазата **a** е во директен спој со земјата може да се смета дека нејзиниот потенцијал е приближно еднаков на потенцијалот на земјата. Поради тоа практично не се јавуваат струи во капацитетите на фазата **a** во однос на земјата. Затоа се зема дека струјата во фазата **a** е со иста јачина од напојниот трансформатор до местото на спојот со земјата (слика 14.2).

Во мрежа со незаземјена неутралната точка при спој фаза–земја битно не се менуваат меѓуфазните напони. Бидејќи во среднонапонските мрежи со незаземјена неутрална точка сите електрични приемници се приклучени на меѓуфазните напони, при спој со земјата не се нарушуваат неопходните услови за нивната работа и нивниот погон не мора да се прекинува. Но, при тие услови фазната изолација на неповредените фази е изложена на меѓуфазниот напон. Тоа е една од причините поради кои погонот со спој со земјата не треба да трае долго. Потребно е да се преземат мерки за брзо откривање на локацијата на спојот со земјата и за негово елиминирање.



Слика 14.2. Распределба на струите при спој со земјата кога неутралната точка не е заземјена

Кога спојот со земјата не е преку метал (односно добар спроводник), можно е да се јави електричен лак. Палењето и гаснењето на лакот условува појава на слободни високофреквентни осцилации во образуваното индуктивно-капацитивно коло. Притоа во целата мрежа е можна појава на пренапони. Според [20], на повредената фаза можат да се јават пренапони што се до 2,2 пати поголеми од фазниот напон, а на неповредените фази се можни пренапони што се до 3,2 пати поголеми од фазниот напон. Доколку лакот трае подолго, пренапоните можат да предизвикаат пробив и на изолацијата на некоја од неповредените фази и да дојде до двофазна или трифазна куса врска. Тогаш не само што ќе биде прекинато снабдувањето на потрошувачите со електрична енергија, туку и оштетувањата на опремата ќе бидат поголеми.

Поради тоа во мрежите со незаземјена (изолирана) неутрална точка се вградува сигнализација која на стручниот персонал треба да му сигнализира постоење на спој со земјата и да му помогне при откривање на неговата локација.

Еден од поедноставните начини за откривање на локацијата на спојот со земјата е користење на прекуструјни релеи. За оваа цел тие се поставуваат на почетокот на секој извод и се поврзуваат така да реагираат на нултата компонента на струјата што е соодветно поголема од нултата компонента на струјата што на изводот се јавува во случаите кога спојот со земјата не е на тој извод. За да биде овој начин ефикасен, за секој извод и за секоја погонска состојба треба да биде мал односот помеѓу нултата компонента на струјата во случај кога спојот со земја не е на набљудуваниот извод и нултата компонента на струјата кога спојот е на тој извод. Малиот однос треба да оневозможи, при регистрирање на релативно мали струи, да дојдат до израз неточностите што ги внесуваат струјните трансформатори и релеите.

Друг начин за откривање на извод на кој дошло до спој со земјата е со користење на релеи што реагираат на насоката на реактивната моќност на нултиот редослед. Ако таквите релеи се постават на почеток на секој извод, во случај на настанување спој со земјата на еден од изводите ќе реагира само релејот поставен на почетокот на тој извод, бидејќи само на тој извод реактивната моќност се испраќа кон изводот. Кај изводите на кои не дошло до спој со земјата насоката на реактивната моќност е од изводот кон напојната постројка и нивните релеи нема да реагираат.

Во техничката литература нема единствен став по прашањето до која големина на стационарната струја при спој со земјата е технички и економски прифатливо да работи мрежа со незаземјена неутрална точка. Според [16] критичните вредности на струите се: 20 А - за мрежите со номинален напон 10 kV, 15 А - за мрежите со номинален напон 15–20 kV и 10 А за мрежите со номинален напон 35 kV. Но, во [13] се наведува дека според германските прописи за претежно кабелски мрежи со номинален напон до 15 kV може да се смета дека граничната струја на самогаснење на лакот е 60 А. Но за мрежите што не се претежно кабелски, ако се со номинален напон до 20 kV, може да се земе дека граничната струја на самогаснење на лакот изнесува 35 А.

На крајот на ово потпоглавје да направиме мало резиме на поважните одлики на мрежите што работат со изолирана неутрална точка.

а) Поради малите струи низ местото на грешката, мали се и оштетувањата што таму се јавуваат, слабо е влијанието врз телекомуникационите водови и не се заострени проблемите за обезбедување на прифатливи напони на допир и чекор.

б) Максималниот фактор на пренапони обично не преминува 2,5 – освен кај долгите водови.

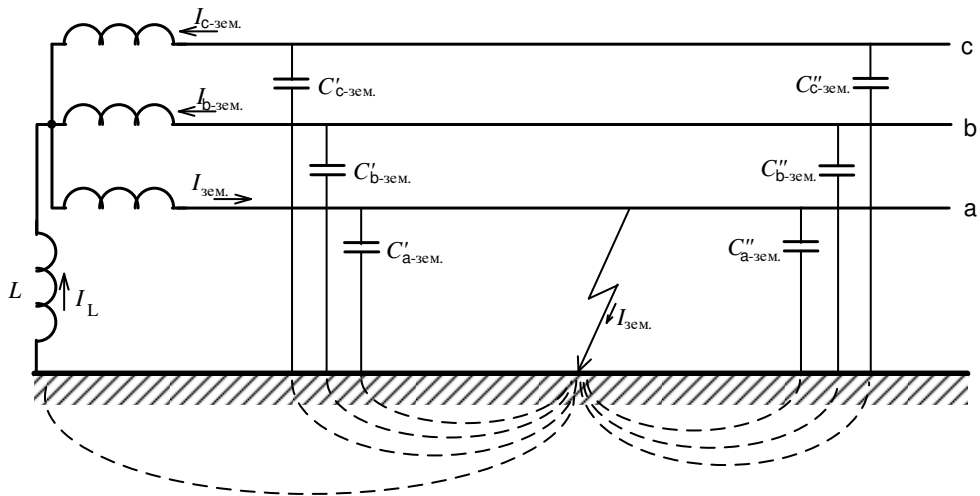
в) Погонот на мрежата е едноставен. Можно е погонот да продолжи и по настанувањето на спојот помеѓу еден од фазните спроводници и земјата, но таквиот погон временски се ограничува, бидејќи тогаш кај фазите на кои не дошло до спој со земјата изолацијата во однос на земјата е изложена на меѓуфазниот напон.

г) Во случаите кога струите низ спојот со земјата се поголеми, поголема е веројатноста за настанување на двоен спој со земјата, односно појава на куса врска.



### 14.3. Неутрална точка заземјена преку компензациона придушница

Доколку при спој фаза–земја во мрежа со незаземјена неутрална точка вредностите на капацитивните струи се превисоки, за надминување на негативните последици што од тоа произлегуваат решението може да се побара во заземјување на неутралната точка. Еден од начините е заземјувањето да се направи со помош на специјален индуктивен елемент, што се среќава под називите: придушница за заземјување, компензациона придушница, резонантна придушница или Петерсенова придушница. На сликата 14.3 е прикажан начинот на кој со помош на таков елемент се изведува заземјување на неутралната точка. Индуктивноста на придушницата,  $L$ , се одбира така што при спој фаза–земја да се постигне струјата низ местото на грешката да биде еднаква на нула, односно да биде доволно мала.



Слика 14.3. Спој фаза–земја во мрежа чија неутрална точка е заземјена преку компензациона придушница

При спој на еден од фазните спроводници со земјата, на пример спроводникот на фазата а (слика 14.3), струјата низ местото на грешката е:

$$\underline{I}_{\text{зем.}} = \underline{I}_L + \underline{I}_{b\text{-зем.}} + \underline{I}_{c\text{-зем.}} \quad (14.8)$$

Напонот на краевите на придушницата е еднаков на напонот на намотката на фазата а на трансформаторот, т.е. на  $\underline{U}_a$ . Поради тоа може да се напише:

$$\underline{I}_L = \frac{\underline{U}_a}{j \cdot \omega \cdot L} \quad (14.9)$$

И во овој случај струите  $I_{b-зем.}$  и  $I_{c-зем.}$  се определуваат на ист начин како и во случај на изолирана неутрална точка, т.е. како во равенките (14.4) и (14.5). Со тоа равенката (14.8) може да се напише во вид:

$$I_{зем.} = \frac{U_a}{j \cdot \omega \cdot L} + j \cdot \omega \cdot C_{\phi-зем.} \cdot (U_{ab} + U_{ac}). \quad (14.10)$$

Бидејќи струите  $I_L$ ,  $I_{b-зем.}$  и  $I_{c-зем.}$  не се големи, системот може да се смета за урамнотежен и по настанувањето на спојот со земјата, т.е. дека и по настанувањето на спојот со земја важат равенките:

$$U_b = \underline{a}^2 \cdot U_a \quad (14.11)$$

$$U_c = \underline{a} \cdot U_a \quad (14.12)$$

Имајќи ги предвид равенките (14.11) и (14.12), како и равенката:

$$1 + \underline{a} + \underline{a}^2 = 0, \quad (14.13)$$

равенката (14.10) може да се напише во вид:

$$I_{зем.} = j \cdot U_a \cdot \left( 3 \cdot \omega \cdot C_{\phi-зем.} - \frac{1}{\omega \cdot L} \right). \quad (14.14)$$

Ако со  $U$  се означи најчестата вредност на меѓуфазниот напон во мрежата, од равенката (14.14) за ефективната вредност на струјата низ местото на грешката следува:

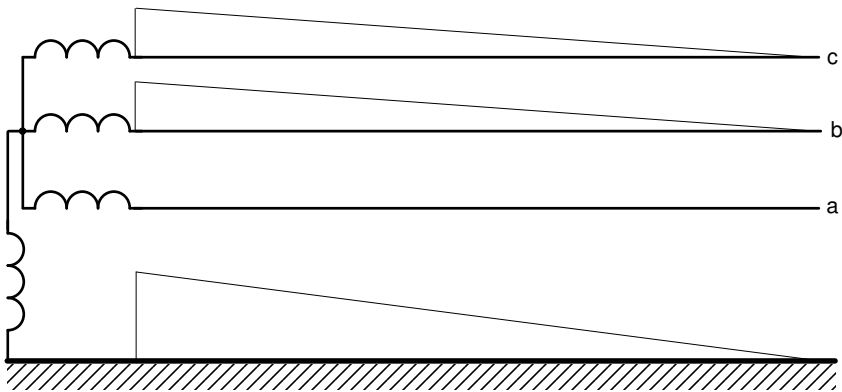
$$I_{зем.} = \sqrt{3} \cdot U \cdot \left( \omega \cdot C_{\phi-зем.} - \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot L} \right). \quad (14.15)$$

Од равенката (14.15) произлегува дека струјата низ спојот со земјата ќе биде еднаква на нула доколку може да се постигне реактанцијата на придушницата да ја задоволува равенката:

$$\omega \cdot L = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_{\phi-зем.}}. \quad (14.16)$$

Кога индуктивноста на придушницата,  $L$ , ја задоволува равенката (14.16), велиме дека капацитивната струја е наполоно компензирана, а придушницата се нарекува компензациона придушница. Таков случај на распределба на струите е прикажан на сликата 14.4. Ако се спореди сликата 14.4 со сликата 14.2, може да се констатира дека нема разлика во распределбата на струите во неповредените фази. Разликата е во тоа што при наполоно компензирана мрежа во повредената фаза не се јавува никаква струја. Меѓутоа, треба да се истакне дека, во практичните случаи, тешко можат да се постигнат услови при кои е задоволена равенката (14.16). Но може да се постигне разликата помеѓу нејзината лева и десна страна да биде релативно мала.

Кога индуктивноста на придушницата ја задоволува равенката (14.16) или кога  $\omega L$  малку се разликува од  $1/3\omega C_{\text{ф-зем}}$ , нема услови за одржување на стабилен електричен лак, па нема да се јават ни последиците што тој ги предизвикува. Тоа е основната предност на мрежа заземјена со компензациона придушница во споредба со мрежа што работи со изолирана неутрална точка. Во наведените услови амплитудата на пренапоните не е повеќе од 2,6 пати поголема од фазниот напон. Меѓутоа, доколку од потполната компензација ќе се отстапи за  $\pm 5\%$ , се јавуваат пренапони со иста големина како и во случајот кога мрежата не е заземјена [20]. Кога не е можно да се постигне потполна компензација, се препорачува да се работи со мала прекомпензација (т.е. да се земе  $\omega L > 1/3\omega C_{\text{ф-зем}}$ ), бидејќи при несиметрија на фазните капацитети и во случаи на хаварија поткомпензацијата може да доведе до појава на пренапони од повисок ред отколку кога неутралната точка не би била заземјена.



Слика 14.4. Распределба на струите при спој со земјата во потполно компензирана мрежа

Особено се опасни пренапоните што можат да се јават при исклучување на двојни споеви со земјата и други сложени споеви со земјата. Тие пренапони можат да се ограничат со употреба на одводници на пренапони, со соодветен редослед на операции и со користење на специјални прекинувачи. Одводниците на пренапон по правило се приклучуваат паралелно на придушницата.

Системите кај кои неутралната точка е заземјена преку компензациона придушница имаат и недостатоци, и тоа [20]:

- а) зголемени инвестициони трошоци – поради повисоко ниво на изолација;
- б) посложена експлоатација – поради неопходноста од постојан надзор на компензацијата и тешкотиите при откривање на местото на спојот со земјата;
- в) можност напоните на неповредените фази во однос на земјата да ја надминат вредноста на меѓуфазниот напон и појава на поголеми пренапони – во случаите кога индуктивноста на придушницата не ја задоволува равенката (14.16) и лакот е стабилен;

- г) покачување на напоните во системот при нормален и хавариски режим – доколку системот има макар и мала несиметрија;
- д) зголемени инвестициони и експлоатациони трошоци – поради постоење на една или повеќе придушници и придружна опрема за правилно користење на придушниците.

#### 14.4. Неутрална точка заземјена преку мала импеданција

Нека неутралната точка на среднонапонската мрежа е заземјена преку мала импеданција и нека на еден од изводите дошло до спој на спроводникот на фазата **a** со земјата, како што е прикажано на сликата 14.5. На сликата со  $Z_{\text{заз}}$  е означена импеданцијата преку која е заземјена неутралната точка. Во овој случај, ако со  $Z_{\text{гр}}$  се означи комплексниот претставник на импеданцијата на спојот со земјата, комплексниот претставник на струјата во тој спој може да се пресмета со равенката [8, 22]:

$$I_{k\text{-зем.}} = I_k = \frac{\sqrt{3} \cdot U'}{Z_{kk}^{(0)} + 2 \cdot Z_{kk}^{(1)} + 3 \cdot Z_{\text{гр}}}. \quad (14.17)$$

Во равенката (14.17) е:

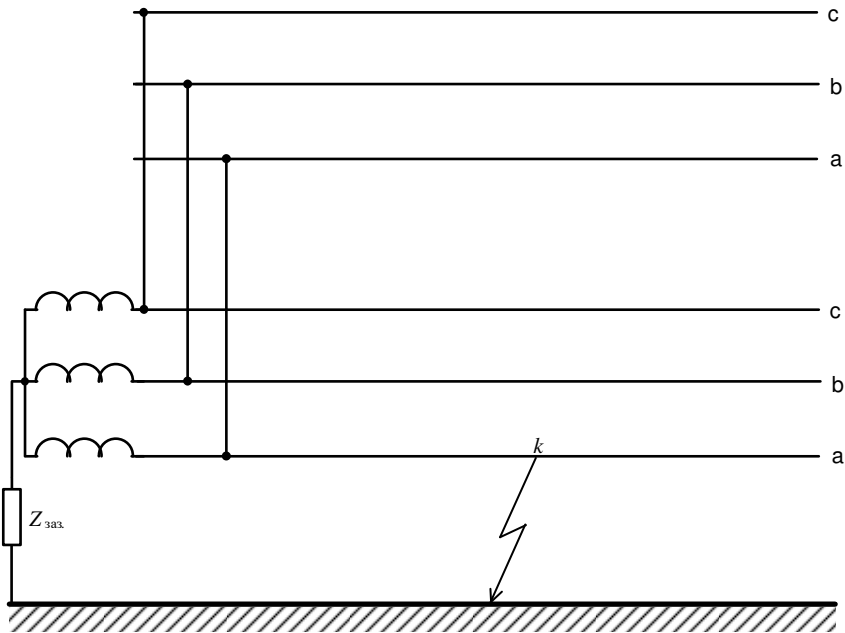
$k$  - ознака на местото (локацијата) на грешката (спојот со земјата);

$U'$  - најчеста вредност на меѓуфазниот напон на местото на спојот фаза–земја;

$Z_{kk}^{(0)}$  - влезна импеданција на системот набљудувана од местото на грешката, за нултиот редослед;

$Z_{kk}^{(1)}$  - влезна импеданција на системот набљудувана од местото на грешката, за директниот редослед;

$Z_{\text{гр}}$  - импеданција преку која фазниот спроводник е поврзан за земјата.



Слика 14.5. Неутрална точка заземјена преку мала импеданција

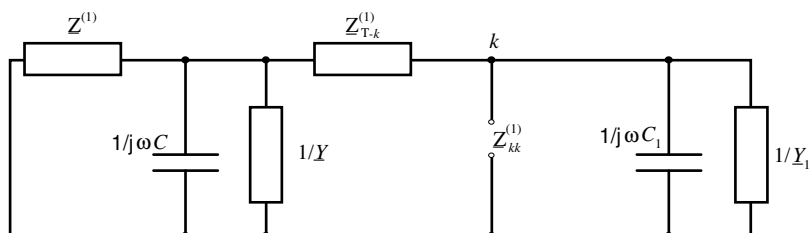
Во отсуство на поточни информации за вредноста на напонот  $U'$  можат да се користат препораките дадени во потпоглавјето 14.2.

За определување на влезната импеданција за директниот редослед ќе ја користиме заменската шема прикажана на сликата 14.6. Редните импеданции на вообичаените кабелски и надземни среднонапонски водови се многу помали од нивните напречни импеданции. Поради тоа на сликата 14.6 се изоставени редните импеданции на сите исправни водови и на изводот со повредена фаза од местото на спојот со земјата до крајот на изводот.

Значењата на употребените ознаки на сликата 14.6 се:

- $\underline{Z}^{(1)}$  - сума на импеданциите (за директниот редослед) на мрежата на пови-сокиот напон и на трансформаторот преку кој се напојува набљудуваната среднонапонска мрежа;
- $\underline{Z}_{T-k}^{(1)}$  - редна импеданција (за директниот редослед) на дефектниот вод од напојниот трансформатор до местото на спојот со земја;
- $C_1$  - капацитет (за директниот редослед) на дефектниот извод од местото на спојот со земја до крајот на изводот;
- $C$  - капацитет (за директниот редослед) на целата мрежа без делот чиј капацитет е дефиниран со  $C_1$ ;
- $\underline{Y}_1$  - сума на адмитанциите (за директниот редослед) на потрошувачите што се приклучени на дефектниот извод од местото на спојот со земјата до крајот на изводот;

$\underline{Y}$  - сума на адмитанциите (за директниот редослед) на потрошувачите приклучени на набљудуваната мрежа, освен потрошувачите чии адмитанции се земени предвид при определувањето на  $\underline{Y}_1$ ;  
 $k$  - ознака на точката во која настанал спој со земјата.



Слика 14.6. Заменска шема за директниот редослед

За набљудуваната мрежа модулот на импеданцијата  $\underline{Z}^{(1)}$  е секогаш многу помал од реципрочната вредност на модулот на сумата на адмитанциите  $\underline{Y} + j\omega C$ . Тоа значи дека импеданцијата на системот лево од точката  $k$  може да се изрази со помош на сумата:

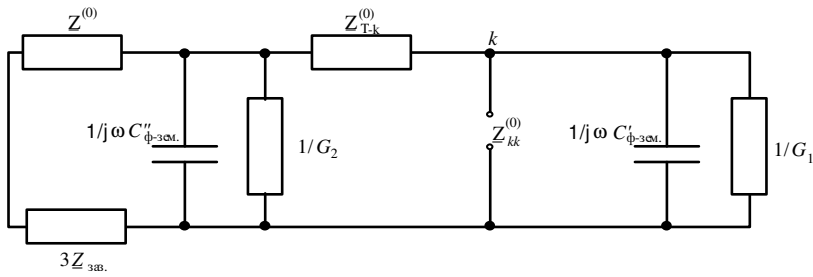
$$\underline{Z}^{(1)} + \underline{Z}_{T-k}^{(1)}$$

Но модулот на таа сума е многу помал од реципрочната вредност на модулот на сумата  $\underline{Y}_1 + j\omega C_1$ . Врз основа на тоа влезната импеданција за директниот редослед кај точката на спојот со земјата може да се напише во вид:

$$\underline{Z}_{kk}^{(1)} = \underline{Z}^{(1)} + \underline{Z}_{T-k}^{(1)} \quad (14.18)$$

За определување на влезната импеданција за нултиот редослед ќе ја користиме заменската шема прикажана на сликата 14.7. На таа слика е:

- $\underline{Z}^{(0)}$  - сума на импеданциите (за нултиот редослед) на напојниот трансформатор (преку кој се напојува набљудуваната мрежа) и на мрежата на повисокиот напон (од која се напојува тој трансформатор);
- $\underline{Z}_{\text{заз}}$  - импеданција преку која е заземјена неутралната точка на мрежата;
- $G_1, G_2$  - активна одводност (за нултиот редослед) на дефектниот извод од местото на спојот со земјата до крајот на изводот и на останатата мрежа, соодветно;
- $C'_{\text{ф-зем}}, C''_{\text{ф-зем}}$  - капацитет фаза-земја на повредениот извод од местото на спојот со земјата до крајот на изводот и капацитет на останатата мрежа во однос на земјата, соодветно.



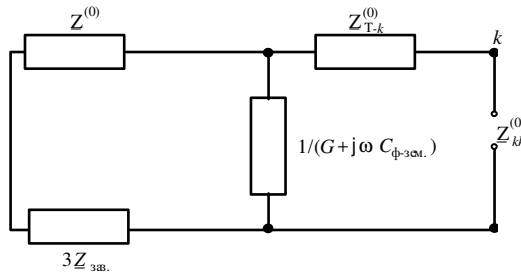
Слика 14.7. Заменска шема за нултиот редослед

Во шемата на сликата 14.7 потрошувачите не се земени предвид. Тоа е направено поради две причини. Прво, во однос на среднапонската мрежа е претпоставено дека оптоварувањата на трансформаторите среден/низок напон се урамнотежени, поради што соодветните импеданции за нултиот редослед се бесконечно големи. Второ, стандардните трансформатори среден/низок напон се со спрега ѕвезда–искршена ѕвезда, при што ѕвездата не е заземјена, или се со спрега триаголник–ѕвезда. За двата вида наведени трансформатори во заменските шеми за нултиот редослед редната импеданција е бесконечно голема.

Од друга страна, во заменската шема на нултиот редослед на еден среднонапонски вод може да се констатира дека модулот на редната импеданција е многу пати помал од реципрочната вредност на модулот на напречната адмитанција. Поради тоа шемата на сликата 14.7 може да се трансформира во шемата прикажана на сликата 14.8.

Од шемата на сликата 14.8 следува:

$$\underline{Z}_{kk}^{(0)} = \underline{Z}_{T-k}^{(0)} + \frac{\underline{Z}^{(0)} + 3 \cdot \underline{Z}_{зав.}}{1 + (\underline{Z}^{(0)} + 3 \cdot \underline{Z}_{зав.}) \cdot (G + j \cdot \omega \cdot C_{\phi-зем.})}. \quad (14.19)$$



Слика 14.8. Упростена заменска шема за нултиот редослед

Во практичните случаи модулот на производот на комплексните броеви  $(\underline{Z}^{(0)} + 3\underline{Z}_{зав.})$  и  $(G + j\omega C_{\phi-зем.})$  најчесто е многу помал од единица. Тоа овозможува равенката (14.19) да се напише во поедноставен облик:

$$\underline{Z}_{kk}^{(0)} = \underline{Z}_{T-k}^{(0)} + \underline{Z}^{(0)} + 3 \cdot \underline{Z}_{\text{зав.}} \quad (14.20)$$

Имајќи ги предвид равенките (14.18) и (14.20), равенката (14.17) станува:

$$\underline{I}_k = \frac{\sqrt{3} \cdot \underline{U}'}{\underline{Z}^{(0)} + \underline{Z}_{T-k}^{(0)} + 3 \cdot \underline{Z}_{\text{зав.}} + 2 \cdot (\underline{Z}^{(1)} + \underline{Z}_{T-k}^{(1)}) + 3 \cdot \underline{Z}_{\text{гр.}}} \quad (14.21)$$

Основен критериум за избор на видот и големината на импеданцијата за заземјување на неутралната точка на една мрежа е големината на пренапоните при спој фаза–земја во таа мрежа.

Честа е практиката наместо преку мала импеданција заземјувањето да се изведува со помош на отпорник. За таа цел, главно, се користат два вида отпорници: метален и електролитски. Металниот отпорник е полесен за одржување, но е поскап од електролитскиот кој бара почест надзор и има поголеми барања во однос на одржувањето.

Во споредба со мрежите кај кои неутралната точка не е заземјена, во мрежите кај кои неутралната точка е заземјена преку мала импеданција може да се констатира дека:

- а) преодните пренапони се помали;
- б) струите на местото на спојот со земјата се поголеми, што обезбедува лакот да биде стабилен и да нема појава на интермитентни пренапони;
- в) бидејќи струите при спој со земјата се поголеми, полесно е да се открие постоење на таков вид грешка (односно откривањето е можно со поедноставни технички средства);
- г) поголемите струи можат да ја оштетат опремата, поради што е потребно да се исклучи изводот на кој дошло до појава на спој со земјата, а тоа значи дека е неминовен прекин на напојувањето на потрошувачите што се снабдувале со електрична енергија преку изводот на кој дошло до појава на спој со земјата;
- д) поголемите струи во спојот со земјата ги заоструваат барањата што се однесуваат на заземјувачите, во поглед на обезбедувањето напоните на допир и чекор да бидат во дозволените граници;
- ѓ) поизразено е влијанието на енергетските водови врз паралелно водените телекомуникациски водови.

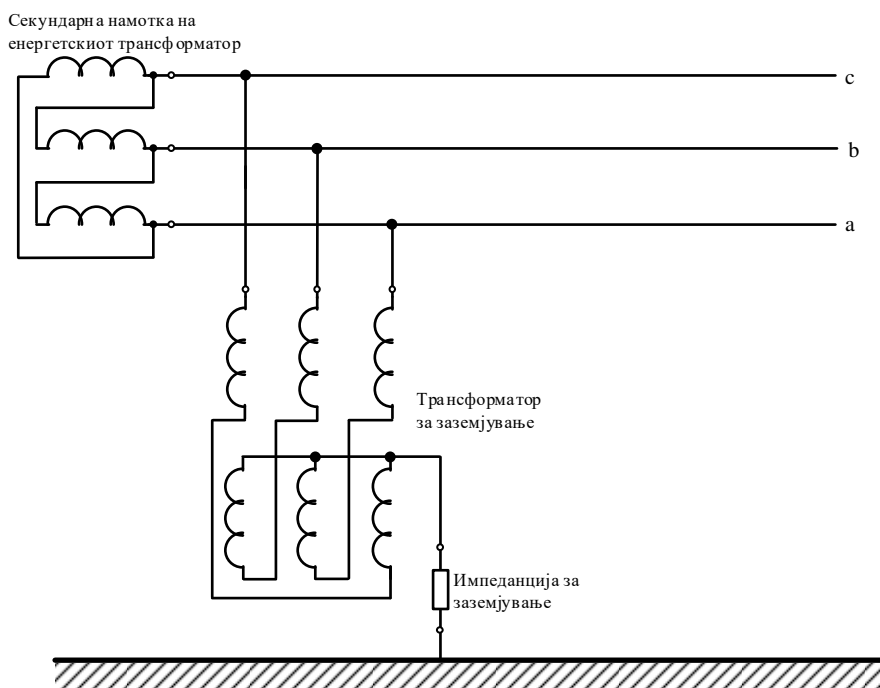
## 14.5. Заземјување преку трансформатор за заземјување

Во претходните потпоглавја на ова поглавје, без посебно тоа да се нагласи, беше претпоставувано дека среднонапонската намотка на трансформаторот висок/среден напон, од кој се напојува набљудуваната среднонапонска мрежа, е спрегната во звезда. Кај таквите трансформатори е вообичаено неутралната точка на среднонапонската намотка да биде поврзана со соодветен приклучок на надворешната страна на



трансформаторот. Така, ако е потребно да се изведе заземјување на неутралната точка на среднонапонската намотка, тоа едноставно може да се направи со поврзување на тој приклучок со елементите преку кои се реализира заземјување на неутралната точка, како што се: отпорник или придушница. Но, не ретко се користат и трансформатори со поинаква спрега на намотките.

Доколку намотката на трансформаторот висок/среден напон, од која се напојува набљудуваната мрежа, е спрегната во триаголник, заземјувањето на неутралната точка се изведува преку посебен трансформатор, познат под името *трансформатор за заземјување*. Поврзувањето на еден таков трансформатор е прикажано на сликата 14.9. Истата шема се применува и за случај кога заземјувањето е преку придушница и за случај кога заземјувањето е преку отпорник.



Слика 14.9. Неутрална точка заземјена преку трансформатор за заземјување

## 14.6. Примери

### Пример 14.6.1

Нека се разгледува трифазна среднонапонска мрежа во која сите водови се кабелски, изградени со кабли од типот ХНР 48-А 1×185/52 12/20 kV. Номиналниот напон на мрежата е 20 kV. Неутралната точка на мрежата не е заземјена. Мрежата се

состои од 8 изводи. Првиот и четвртиот извод се долги по 1,5 km, а другите се долги по 2,5 km. При спој на фазата а на првиот извод со земјата да се пресметаат:

- а) струјата во местото на спојот на фазниот спроводник со земјата;
- б) струјата во неповредените фази на почетокот на првиот извод;
- в) струјата во неповредените фази на почетокот на вториот извод.

#### Решение

а) Бидејќи каблите се едножилни и со заземјена електрична заштита, нивниот капацитет во однос на земјата е еднаков на погонскиот капацитет. Според тоа, од табелата П.16, е:

$$c_{\text{ф-зем.}} = 0,267 \text{ } \mu\text{F/km.}$$

Вкупната должина на сите изводи изнесува 18 km. Со тоа, од равенката (14.7), за вкупната струја во спојот со земјата добиваме:

$$I_{\text{зем.}} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,267 \cdot 10^{-6} \cdot 18 \cdot 21 \cdot 10^3 = 54,9 \text{ A.}$$

б) Ефективните вредности на струите на почетокот на неповредените фази на првиот (и четвртиот) извод можат да се пресметаат од соодветните изрази употребени во равенката (14.4). Така, земајќи  $U_{\text{ac}} = U' = 21 \text{ kV}$ , за ефективната вредност на струјата на почетокот на првиот извод добиваме:

$$\begin{aligned} (I_{\text{б-зем.}})_{\text{прв}} &= (I_{\text{с-зем.}})_{\text{прв}} = \omega \cdot (C_{\text{ф-зем.}})_{\text{прв}} \cdot U' = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,267 \cdot 10^{-6} \cdot 1,5 \cdot 21 \cdot 10^3 \\ &= 2,6 \text{ A.} \end{aligned}$$

в) Аналогно на тоа за ефективната вредност на струјата во неповредените фази на почетокот на вториот извод пресметуваме:

$$\begin{aligned} (I_{\text{б-зем.}})_{\text{втор}} &= (I_{\text{с-зем.}})_{\text{втор}} = \omega \cdot (C_{\text{ф-зем.}})_{\text{втор}} \cdot U' = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,267 \cdot 10^{-6} \cdot 2,5 \cdot 21 \cdot 10^3 \\ &= 4,4 \text{ A.} \end{aligned}$$

## 15. ОПТИМАЛНИ ПАРАМЕТРИ НА ДИСТРИБУТИВНА МРЕЖА

### 15.1. Општо

Електричната моќност по единица површина на едно населено место често се нарекува *густина на оптоварувањето*. Таа големина ќе ја означуваме со  $\sigma$ . За разни населени места густината на оптоварувањето варира во широки граници. Во селата густината на оптоварувањето може да биде значително под  $1\ 000\ \text{kW/km}^2$ , додека во големите градови може да биде значително над  $10\ 000\ \text{kW/km}^2$ .

Може да се покаже дека густината на оптоварувањето има битно влијание врз изборот на оптималните параметри на мрежата. Имено, бројот на трансформаторските станици среден/низок напон и номиналната моќност на трансформаторите во нив, на кои соодветствуваат најниски годишни трошоци за мрежата при една густина на оптоварувањето, нема да бидат оптимални при друга густина на оптоварувањето.

Иако во практиката ретко се наоѓаат поголеми површини со рамномерна распределба на оптоварувањето, во литературата често се обработуваат такви случаи. Основната причина за тоа е што со воведувањето на претпоставката за константноста на густината на оптоварувањето значително се упростува анализата на мрежата. Но, сепак, така добиените резултати не само што имаат теоретско значење туку често можат корисно да се употребат и за случаите кога варирањето на густината е во релативно тесни граници.

### 15.2. Инвестициони трошоци за нисконапонски водови

Инвестиционите трошоци за еден нисконапонски вод можат да се прикажат составени од два дела. За водовите со еднакво напонско ниво и со приближно еднакви услови на градба износот на првиот дел од трошоците не е зависен од плоштината на напречниот пресек на фазните спроводници на водот. За вод со единична должина тој дел на трошоците ќе го означуваме со  $d$ . При наведените услови вториот дел на трошоците е пропорционален на плоштината на напречниот пресек на фазните спроводници на водот. За вод со единична должина соодветниот коефициент на пропорционалност ќе го означуваме со  $h$ . Со тоа вкупните инвестициони трошоци за вод со должина  $l$  и плоштина на напречниот пресек на спроводниците  $F$  можат да се напишат во вид:

$$E_{\text{вод}} = (d + h \cdot F) \cdot l. \quad (15.1)$$

### 15.3. Инвестициони трошоци за трансформаторска станица

Вкупните инвестициони трошоци за една трансформаторска станица среден/низок напон можат да се прикажат како сума од два дела. Едниот дел го

сочинуваат трошоците што се независни од номиналната моќност на вградениот трансформатор. Тој дел на трошоците ќе го означуваме со  $d'$ . Другиот дел се трошоците чиј износ е пропорционален на номиналната моќност на вградениот трансформатор,  $S_{\text{ном}}$ . Ако соодветниот коефициент на пропорционалност го означиме со  $h'$ , за вкупните инвестициони трошоци за една трансформаторска станица можеме да напишеме:

$$E_{\text{т.с.}} = d' + h' \cdot S_{\text{ном}}. \quad (15.2)$$

#### 15.4. Годишни трошоци за трансформаторска станица и припадната нисконапонска мрежа

Годишните трошоци за еден нисконапонски вод (како и за вод од повисоките напони) можат да се прикажат како сума од два вида трошоци. Првиот од нив не зависи од начинот на користењето на водот и неговиот износ е пропорционален на вкупните инвестициони трошоци за водот. Соодветниот коефициент на пропорционалност (т.е. просечната годишна трошкова квота) ќе го означуваме со  $p_{\text{в.}}$ . Овој вид трошоци го сочинуваат трошоците за: амортизација, тековно и инвестиционо одржување, придонеси, премии за осигурување, разни членарини и дел за платите на персоналот. Тука не влегуваат евентуалните трошоци за отплата на кредитите ако тие се користени за градба на водот, но влегуваат каматите на тие кредити.

Вториот вид на годишните трошоци е зависен од начинот на користењето на водот. Поточно, тој е еднаков на годишните трошоци за загубената електрична енергија во водот. Ако годишната загубена енергија во водот ја означиме со  $\Delta W$ , а со  $c$  ја означиме просечната годишна единична цена на таа енергија, за вкупните годишни трошоци за водот може да се напише:

$$D_{\text{вод}} = p_{\text{в.}} \cdot (d + h \cdot F) \cdot l + \Delta W \cdot c. \quad (15.3)$$

Заради упростување ќе претпоставиме дека секоја трансформаторска станица среден/низок напон напојува подрачје во вид на еден правилен шестоаголник и дека трансформаторската станица се наоѓа во неговото средиште. Освен тоа, ќе претпоставиме дека од трансформаторската станица излегуваат  $n$  еднакви нисконапонски водови (наречени нисконапонски изводи) и дека сите водови се еднакво оптоварени. Оптоварувањето на секој од нисконапонските водови е со линеарно растечка распределба на оптоварувањето. Ако вкупната активна отпорност на еден од изводите е  $R$ , а струјата на неговиот почеток е  $I_1$ , тогаш, според равенката (5.15), вкупната загуба на активната моќност во водот е  $1,6 \cdot R \cdot I_1^2$ .

Ако загубата на активната моќност при врвното оптоварување ја означиме со  $\Delta P_{\text{в.}}$ , таканареченото време на загуби е дефинирано со равенката:

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} \Delta P(t) \cdot dt}{\Delta P_{\text{в.}}}. \quad (15.4)$$

Сметајќи дека  $\sigma$  е густината при врвното оптоварување, вкупната загуба на активната енергија во еден од водовите е:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{в.}} \cdot \tau = 1,6 \cdot \tau \cdot R \cdot I_1^2. \quad (15.5)$$

Имајќи предвид дека со  $F$  е означена плоштината на напречниот пресек на еден од фазните спроводници на водот, ако со  $\rho$  се означи специфичната отпорност на материјалот од кој спроводниците се направени, равенката (15.5) може да се напише во вид:

$$\Delta W = 1,6 \cdot \tau \cdot \rho \cdot I_1^2 \cdot \frac{l}{F}. \quad (15.6)$$

Според тоа, вкупните годишни трошоци за еден вод можат да се напишат во вид:

$$D_{\text{вод}} = p_{\text{в.}} \cdot (d + h \cdot F) \cdot l + 1,6 \cdot \tau \cdot \rho \cdot c \cdot I_1^2 \cdot \frac{l}{F}. \quad (15.7)$$

каде што со  $c$  е означена просечната цена на загубената електрична енергија во водот. Годишните трошоци за сите  $n$  водови ќе бидат:

$$D_{\text{водови}} = n \cdot p_{\text{в.}} \cdot (d + h \cdot F) \cdot l + 1,6 \cdot n \cdot \tau \cdot \rho \cdot c \cdot I_1^2 \cdot \frac{l}{F}. \quad (15.8)$$

Ако вкупните годишни трошоци за сите  $n$  водови се диференцираат по  $F$  и добиениот израз се прирамни на нула, ќе се добие равенката:

$$p_{\text{в.}} \cdot h - 1,6 \cdot \tau \cdot \rho \cdot c \cdot I_1^2 \cdot \frac{1}{F^2} = 0. \quad (15.9)$$

Од равенката (15.9) за оптималниот напречен пресек следува:

$$F_{\text{опт.}} = I_1 \cdot \sqrt{\frac{1,6 \cdot \rho \cdot \tau \cdot c}{p_{\text{в.}} \cdot h}}, \quad (15.10)$$

односно, оптималната густина на струја изнесува:

$$\frac{I_1}{F_{\text{опт.}}} = \sqrt{\frac{p_{\text{в.}} \cdot h}{1,6 \cdot \rho \cdot \tau \cdot c}}. \quad (15.11)$$

Ако во равенката (15.8), со која се изразени вкупните годишни трошоци за сите водови, се замени изразот за оптималниот пресек од равенката (15.10), ќе се добие:

$$D_{\text{опт.}} = n \cdot p_{\text{в.}} \cdot d \cdot l + 2 \cdot n \cdot l \cdot I_1 \cdot \sqrt{1,6 \cdot \rho \cdot \tau \cdot c \cdot p_{\text{в.}} \cdot h}. \quad (15.12)$$

Да го означиме со  $P_1$  активното оптоварување на почетокот на секој од нисконапонските водови. Просечниот фактор на моќност нека е  $\cos \varphi$ . Тогаш е:

$$I_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}} \cdot \cos\varphi}. \quad (15.13)$$

Оптоварувањето на еден вод е еднакво на  $n$ -ти дел од вкупното оптоварување на трансформаторската станица среден/низок напон. Бидејќи трансформаторската станица напојува подрачје во вид на правилен шестоаголник чијшто радиус на впишаниот круг е означен со  $l$ , при густината на оптоварувањето  $\sigma$  вкупното оптоварување на еден вод може да се изрази со равенката:

$$P_1 = \frac{6 \cdot \sigma \cdot l^2}{\sqrt{3} \cdot n}. \quad (15.14)$$

Од равенките (15.13) и (15.14) следува:

$$I_1 = \frac{2 \cdot \sigma \cdot l^2}{n \cdot U_{\text{ном.}} \cdot \cos\varphi}. \quad (15.15)$$

Ако изразот за  $I_1$ , од равенката (15.15), се замени во равенката (15.12), ќе се добие:

$$D_{\text{опт.}} = n \cdot p_{\text{в.}} \cdot d \cdot l + \frac{4 \cdot \sigma \cdot l^3}{U_{\text{ном.}} \cdot \cos\varphi} \cdot \sqrt{1,6 \cdot \rho \cdot \tau \cdot c \cdot p_{\text{в.}} \cdot h}. \quad (15.16)$$

Ако се воведат константите:

$$k_1 = p_{\text{в.}} \cdot d \quad (15.17)$$

и

$$k_2 = \frac{2}{U_{\text{ном.}} \cdot \cos\varphi} \cdot \sqrt{1,6 \cdot \rho \cdot \tau \cdot c \cdot p_{\text{в.}} \cdot h}, \quad (15.18)$$

равенката (15.16) го добива обликот:

$$D_{\text{опт.}} = k_1 \cdot n \cdot l + 2 \cdot k_2 \cdot \sigma \cdot l^3. \quad (15.19)$$

Аналогно на тоа и вкупните годишни трошоци за трансформаторска станица среден/низок напон можат да се претстават како сума од два дела. Делот што не зависи од режимот на користењето на трансформаторската станица се добива кога со просечната годишна трошкова квота за овој вид на опрема,  $p_{\text{т.с.}}$ , се помножат вкупните инвестициони трошоци за трансформаторската станица дадени со равенката (15.2). Вториот дел го сочинуваат годишните трошоци за загубената енергија во трансформаторот. Така за вкупните годишни трошоци за една трансформаторска станица може да се напише:

$$D_{\text{т.с.}} = p_{\text{т.с.}} \cdot (d' + h' \cdot S_{\text{ном.}}) + \Delta P_{\text{тр.}} \cdot \tau \cdot c, \quad (15.20)$$

каде што со  $\Delta P_{\text{тр}}$  е означена загубата на активната моќност во трансформаторот при врвното оптоварување.

Врз основа на равенките (15.19) и (15.20), вкупните годишни трошоци за една трансформаторска станица среден/низок напон и за припадната нисконапонска мрежа можат да се напишат во вид:

$$D_1 = p_{\text{т.с.}} \cdot (d' + h' \cdot S_{\text{ном.}}) + \Delta P_{\text{тр.}} \cdot \tau \cdot c + k_1 \cdot n \cdot l + 2 \cdot k_2 \cdot \sigma \cdot l^3. \quad (15.21)$$

### 15.5. Оптимален акционен радиус и оптимална моќност на трансформаторска станица среден/низок напон

Да набљудуваме едно подрачје со густина на оптоварувањето  $\sigma$ . На подрачјето нека има  $N$  трансформаторски станици среден/низок напон. Вкупните годишни трошоци за сите трансформаторски станици и соодветните нисконапонски водови ќе бидат:

$$D = N \cdot p_{\text{т.с.}} \cdot (d' + h' \cdot S_{\text{ном.}}) + N \cdot \Delta P_{\text{тр.}} \cdot \tau \cdot c + N \cdot k_1 \cdot n \cdot l + 2 \cdot N \cdot k_2 \cdot \sigma \cdot l^3. \quad (15.22)$$

Секоја трансформаторска станица среден/низок напон нека напојува површина во вид на правилен шестоаголник со плоштина:

$$A_{\text{т.с.}} = \frac{6}{\sqrt{3}} \cdot l^2. \quad (15.23)$$

(Претходната претпоставка не е неопходна. Можно е да се земе обликот на напојуваната површина да биде поинаков, на пример во вид на квадрат.)

Делејќи еден квадратен километар плоштина од напојуваното подрачје со  $A_{\text{т.с.}}$ , го добиваме бројот на трансформаторските станици среден/низок напон на таа површина, т.е.

$$N' = \frac{1}{A_{\text{т.с.}}} = \frac{\sqrt{3}}{6 \cdot l^2}. \quad (15.24)$$

Според тоа, ако во равенката (15.22) наместо  $N$  се стави  $N'$  за вкупните годишни трошоци за трансформаторските станици среден/низок напон и припадните нисконапонски водови на површина на подрачјето со плоштина од еден квадратен километар, може да се напише:

$$D' = N' \cdot p_{\text{т.с.}} \cdot d' + N' \cdot p_{\text{т.с.}} \cdot h' \cdot S_{\text{ном.}} + N' \cdot \Delta P_{\text{тр.}} \cdot \tau \cdot c + N' \cdot k_1 \cdot n \cdot l + 2 \cdot N' \cdot k_2 \cdot \sigma \cdot l^3. \quad (15.25)$$

Земајќи дека при врвното оптоварување сите трансформатори се оптоварени со номинална моќност, следува дека е:

$$N' \cdot S_{\text{ном.}} = \frac{\sigma}{\cos\varphi}, \quad (15.26)$$

врз основа на што може да се заклучи дека вториот член од десната страна на равенката (15.25) не зависи од  $l$ . Од друга страна, ако се земе дека вкупните загуби на електричната енергија во сите трансформатори инсталирани на набљудуваната површина со единична плоштина практично не зависат од нивниот број, следува дека може да се земе дека и третиот член од десната страна на равенката (15.25) не зависи од  $l$ . Во четвртиот член од десната страна на равенката (15.25) производот  $N' \cdot l \cdot n$  ја изразува вкупната должина на нисконапонските водови на набљудуваната површина. Бидејќи нисконапонските водови одат до сите потрошувачи независно од бројот на трансформаторските станици среден/низок напон, може да се земе дека вкупната должина на нисконапонските водови не зависи од  $l$ . Така констатиравме дека на десната страна на равенката (15.25) постојат три члена кои можат да се сметаат независни од  $l$ . Нивната сума ќе ја означиме со  $D''$ . Со тоа, уважувајќи ја равенката (15.24), равенката (15.25) може да се напише во вид:

$$D' = D'' + \frac{\sqrt{3}}{6 \cdot l^2} \cdot (p_{\text{т.с.}} \cdot d' + 2 \cdot k_2 \cdot \sigma \cdot l^3). \quad (15.27)$$

За да се добие должина на еден нисконапонски извод со која се постигнуваат најмали годишни трошоци, треба да се реши равенката што се добива кога десната страна на равенката (15.27) се диференцира по  $l$  и добиениот израз се прирамни на нула. Така добиваме:

$$-\frac{2 \cdot p_{\text{т.с.}} \cdot d'}{l^3} + 2 \cdot k_2 \cdot \sigma = 0, \quad (15.28)$$

од каде што следува:

$$l = \sqrt[3]{\frac{p_{\text{т.с.}} \cdot d'}{k_2 \cdot \sigma}}. \quad (15.29)$$

Во практиката е вообичаено да се земе оптималната должина на нисконапонските изводи да биде за околу 20% поголема од вредноста што се добива со равенката (15.29). На тој начин се уважуваат неможностите за изведување на водовите според идеалните траси. Освен тоа, погодно е да се воведат константата:

$$k = 1,2 \cdot \sqrt[3]{\frac{p_{\text{т.с.}} \cdot d'}{k_2}}, \quad (15.30)$$

со што изразот за оптималната должина на изводите го добива обликот:

$$l_{\text{опт.}} = \frac{k}{\sqrt[3]{\sigma}}. \quad (15.31)$$



Големината  $l_{\text{опт.}}$ , определена со равенката (15.31), се нарекува *оптимален акционен радиус* на трансформаторска станица среден/низок напон. Како што се гледа од равенката (15.31), должината на нисконапонските изводи на кои им соодветствуваат најмали годишни трошоци за мрежата е обратнопропорционална на третиот корен од густината на оптоварувањето.

Од равенките (15.24) и (15.31) за оптималниот број на трансформаторските станици среден/низок напон на еден квадратен километар се добива:

$$N' = \frac{\sqrt{3}}{6 \cdot k^2} \cdot \sqrt[3]{\sigma^2}. \quad (15.32)$$

Со помош на равенките (15.26) и (15.32) за оптималната привидна моќност на една трансформаторска станица среден/низок напон добиваме:

$$S_{\text{опт.}} = \frac{6 \cdot k^2}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi} \cdot \sqrt[3]{\sigma}. \quad (15.33)$$

Од равенката (15.33) произлегува мошне важен заклучок: оптималната моќност на трансформатор во трансформаторска станица среден/низок напон е правопрпорционална на третиот корен на површинската густината на оптоварувањето. Тоа значи дека е несообразно со економските законитости (со други зборови, ќе биде причина за зголемени трошоци) ако во дистрибутивната мрежа се вградуваат трансформатори кои се несоодветни за конкретните услови.

## 16. ПРЕСМЕТКА НА НАПОНИ ВО РАДИЈАЛНИ МРЕЖИ

### 16.1. Основно

Според дефиниција *инјектирана активна моќност* во еден јазол е разлика помеѓу активната моќност на изворите и активната моќност на потрошувачите што се приклучени на тој јазол, а *инјектирана реактивна моќност* во еден јазол е разлика помеѓу реактивната моќност на изворите и реактивната моќност на потрошувачите што се приклучени на тој јазол. Доколку кај еден јазол нема извори, при определување на инјектираната моќност ќе се земе дека моќноста на изворите е еднаква на нула. Аналогното важи и за моќностите на потрошувачите.

При разгледувањата во рамките на ова поглавје под елемент на мрежа ќе подразбираме електроенергетски вод или трансформатор, а под напон на јазол ќе ја подразбираме ефективната вредност на меѓуфазниот напон кај тој јазол.

Во ова поглавје ќе се задржиме на анализа на трифазни урамнотежени радијални мрежи кај кои постои само еден јазол чиј напон се одржува на константна вредност. Во радијалните дистрибутивни мрежи е природно да се земе дека е позната ефективната вредност на напонот на јазолот од кој мрежата се напојува. Најчесто се зема тој јазол да бидат високонапонските или среднонапонските собирници во напојната трансформаторска станица висок/среден напон. Притоа ќе претпоставуваме дека за тој јазол е познат не само модулот на напонот туку и неговиот фазен агол. По правило, фазниот агол на тој напон се зема дека е еднаков на нула. Тој јазол ќе го нарекуваме *јазол со познат напон*.

За другите јазли ќе претпоставиме дека се познати нивните инјектирани активни и реактивни моќности. Тие моќности можат да бидат зададени како независни од вредноста на погонскиот напон кај односниот јазол или да зависат од тој напон според определен закон.

Со пресметките што се предмет на ова поглавје треба да се определат вредностите на напоните на оние јазли за кои напоните не биле познати на почетокот. Ќе бидат обработени два метода за пресметка на тие напони, и тоа: *метод сумирање на струи* и *метод сумирање на моќности*. Во двата наведени метода за изведување на пресметките е потребно да бидат познати: податоците за елементите на мрежата и податоците за оптоварувањата. За секој елемент  $i$  треба да бидат познати параметрите на неговата еквивалентна  $\pi$ -шема: редната активна отпорност  $R_p$ , редната реактивна отпорност  $X_i$  и паралелната susceptанција  $B_i$ . Од друга страна, за секој јазол  $i$ , освен за јазолот со познат напон, треба да бидат познати инјектираната активна моќност  $P_i$  и инјектираната реактивна моќност  $Q_i$ .

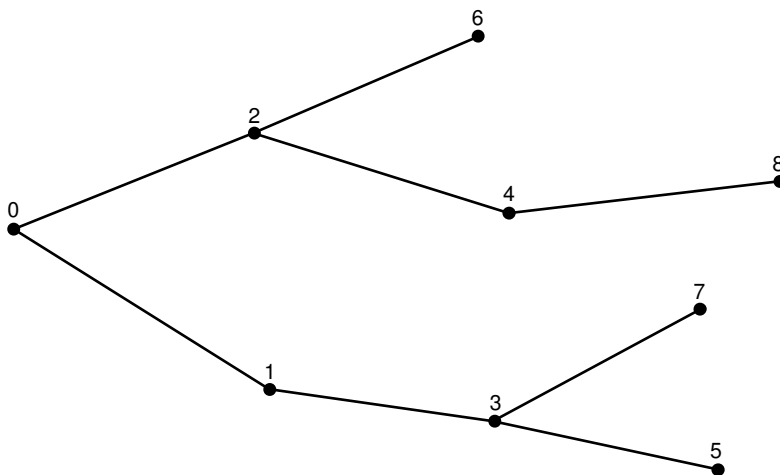
За да се овозможи пресметките во рамките на наведените методи да се направат на ефикасен начин, се препорачува претходно да се изврши соодветно индексирање на јазлите, односно индексирање на елементите на мрежата. Во следното потпоглавје е опишана една постапка за изведување на тој процес.

## 16.2. Подредување

Не е неопходно, но е корисно, на секој од јазлите да му се придружи по еден индекс (односно реден број). Истото се однесува и на секој од елементите на мрежата. Но, за да се постигнат саканите ефекти, процесот на придружување на индекси (т.е. индексирањето) не треба да биде произволен, туку да се одвива според однапред предвидени правила. Изведување таква постапка се нарекува *подредување*. Подредувањето може да се изведе според различни критериуми. Тука ќе биде опишана постапката од [23], која е подоцна проширена и за потребите при соодветни пресметки на мрежите со релативно мал број на контури [27]. Таа постапка е наречена *ориентирано подредување*.

Иницијалниот редослед на елементите на мрежата може да биде произволен. При подредувањето се тргнува од јазолот со познат напон и нему му се придружува индексот нула. На почетокот на подредувањето единствено тој јазол е индексиран (означен, нумериран, подреден). Потоа се тргнува од јазолот со индекс нула и се оди кон останатите јазли. Бидејќи мрежата е радијална, постои само еден пат од јазолот со индексот нула до кој и да е друг јазол на мрежата. Оној од два јазла на еден елемент до кој порано се стигнува го нарекуваме *почетен јазол на елементот*, а другиот јазол на истиот елемент го нарекуваме *краен јазол на елементот*.

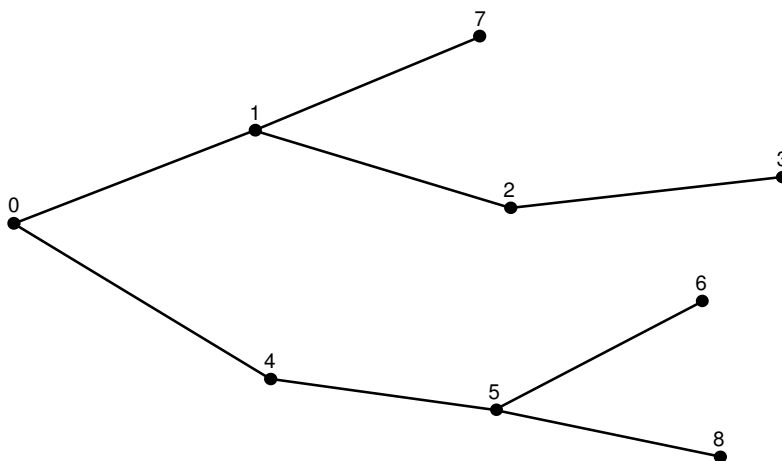
Правилото за подредување (индексирање) на јазлите е едноставно и се состои во следното: *индексот на крајниот јазол на секој елемент мора да биде поголем од индексот на неговиот почетен јазол*. На сликата 16.1 е прикажан пример на граф на радијална мрежа со извршено подредување според наведеното правило.



Слика 16.1. Пример на граф на радијална мрежа со извршено подредување

Веднаш да кажеме дека примената на наведеното правило за подредување не мора секогаш да доведува до ист резултат. Со други зборови, за една иста радијална мрежа се можни различни индексации на јазлите и секоја од нив да го задоволува

дефинираниот критериум за подредување, т.е. кај секој елемент на мрежата индексот на крајниот јазол да е поголем од индексот на почетниот јазол. За илустрација, на сликата 16.2 е прикажан граф на истата мрежа како и на сликата 16.1, само индексите на некои јазли се поинакви, но се во согласност со наведеното правило за подредување. Добивање на такви решенија е резултат на различен редослед на елементите во појдовниот список, т.е. во неподредената листа на елементите.



Слика 16.2. Графот од сликата 16.1 подреден со поинакви индекси на одделни јазли

Заслужува да се нагласи дека нееднозначноста на индексирањето не создава никакви пречки при организација на пресметките, бидејќи индексирањето не е цел за себе, туку помошно средство за поедноставно организирање на пресметковните процеси кога тие се изведуваат со помош на дигитален сметач. Притоа секое подредување што е добиено со доследна примена на дефинираното правило за подредување е наполно рамноправно.

Ако јазлите на една радијална мрежа се подредени според опишаната постапка, за мрежата велíme дека е *ориентирано подредена*. Во ориентирано подредената радијална мрежа *на секој елемент на мрежата му се придружува индекс што е еднаков со индексот на неговиот краен јазол*. Освен тоа, во ориентирано подредената мрежа е едноставно на секој елемент да му се придружи позитивна насока. Таа обично се дефинира како насока од почетниот јазол на елементот кон неговиот краен јазол, т.е. од јазолот со помал индекс кон јазолот со поголем индекс.

При подредувањето е практично индексите на почетните јазли на елементите да се сместат во еден вектор. Тој вектор ќе го означиме со  $IP$ . За илустрација, нека елементот со индекс  $k$  има почетен јазол чиј индекс е  $i$ . Индексот на крајниот јазол на тој елемент е  $k$ . Тогаш во векторот  $IP$  елементот во редицата  $k$  ќе биде еднаков на  $i$ , т.е. може да се напише  $IP(k) = i$ . Така, на пример, ако за подредената мрежа прикажана на

сликата 16.2, со индексите на јазлите дадени на самата слика, се формира векторот  $IP$ , ќе се добие:

$$IP = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 0 \\ 4 \\ 5 \\ 1 \\ 5 \end{bmatrix}.$$

Векторот  $IP$  овозможува без дополнителни пребарувања да се определат елементите што го образуваат патот од еден јазол до јазолот со познат напон (на кој му е доделен индексот нула). За илустрација на тоа да разгледаме еден пример: за мрежата со индекси како на сликата 16.2 да ги определиме елементите на патот од јазолот со индекс 8 до јазолот со индекс 0. Првиот елемент на тој пат е елементот со индекс 8. Следниот елемент е оној чиј индекс се наоѓа на позицијата 8 во векторот  $IP$ . Тоа е елементот со индекс 5. По тој елемент следува елементот чиј индекс се наоѓа на позиција 5 во векторот  $IP$ . Тоа е елемент со индекс 4. Елементот со индекс 4 е последниот елемент од разгледуваниот пат, бидејќи на позицијата 4 во векторот  $IP$  е индексот нула (т.е. почетниот јазол на елементот со индекс 4 е јазолот со индекс еднаков на нула).

Значи, векторот  $IP$  дава можност за брзо движење од кој и да е јазол кон јазолот со познат напон. Но тоа не е единствена примена на векторот  $IP$ . Тој може да биде искористен за ефикасно организирање на пресметките во рамките на процесите наречени сумирање на струи и сумирање на моќности, за што ќе стане збор во потпоглавјата што следат.

Корисно е за елементот на мрежата чиј индекс е  $k$  да се дефинира елемент што му претходи. За елементот чиј индекс е еднаков на  $k$  *претходен елемент* е оној од елементите чиј индекс е еднаков со индексот на почетниот јазол на елементот  $k$ . Кога располагаме со векторот  $IP$ , тогаш е сосема едноставно, без пребарувања, за секој елемент да се определи елементот што му претходи, бидејќи, ако индексот на елементот е  $k$ , индексот на елементот што му претходи е  $IP(k)$ .

Како што ќе биде појасно од излагањата што следат, може да биде корисно да се смета дека постои (фиктивно) елемент чиј краен јазол е јазолот со индекс нула. Индексот на тој елемент е еднаков на нула. Таков елемент не е прикажан на сликите 16.1 и 16.2.

### 16.3. Метод сумирање на струи

Сумирање на струи е назив на еден метод за пресметка на напони на јазлите на радијални мрежи, кој базира врз определување на струите во елементите на мрежата.

Комплексниот претставник на струјата што соодветствува на инјектираната активна и реактивна моќност кај јазолот  $i$  се пресметува со изразот:

$$\frac{P_i - jQ_i}{\sqrt{3} \cdot U_i^*}, \quad i = 1, \dots, n; \quad (16.1)$$

каде што со  $\underline{U}_i$  е означен комплексниот претставник на напонот на јазолот  $i$ , а со  $n$  е означен вкупниот број на елементите на мрежата (односно бројот на независните јазли на радијалната мрежа). Свездичката како горен индекс означува дека комплексниот претставник е конјугиран. Струјата определена со равенката (16.1) се нарекува *инјектирана струја* кај јазолот  $i$ .

Да забележиме дека во изразот (16.1) инјектираната активна и реактивна моќност можат да бидат независни од напонот или нивната зависност од напонот да биде позната. Во вториот случај е неопходно во секоја итерација, со актуелната вредност на напонот на јазолот, најнапред да се пресметаат вредностите на инјектираната активна и реактивна моќност во тој јазол, а потоа да се премине кон пресметка на инјектираната струја, при што ќе се користи изразот (16.1).

Како што се гледа, за овој метод (како и за методот сумирање на моќности) не е никакво ограничување ако инјектираните моќности се моделираат на различни начини. Оваа констатација треба да се третира како битна одлика на разгледуваните методи за пресметка на напони. Дистрибутивните потрошувачи најчесто немаат можност самите да го регулираат напонот кај своите електрични приемници, а за најголем број на електричните приемници е карактеристично нивната моќност да зависи од висината на погонскиот напон. Во некои електростопански претпријатија се смета дека е прифатливо дистрибутивните потрошувачи да се моделираат како потрошувачи со константна импеданција.

Очигледно е дека за методот сумирање на струи би било наједноставно ако оптоварувањата во јазлите на мрежата можат да се зададат со нивните струи. Но, да повториме, нема никакви тешкотии ако оптоварувањата се моделираат со константни импеданции, или со константни моќности, или со моќности што зависат од погонскиот напон според зададен закон.

На почетокот на итеративната пресметка на напоните се практикува да се земе напоните на сите јазли да ја имаат вредноста што ја има напонот на јазолот кај кој напонот е познат. Поради тоа обично се вели дека во нултата итерација напоните на сите јазли се меѓусебно еднакви и еднакви со напонот на напојниот јазол.

Струјата определена со равенката (16.1) ќе го оптоварува не само елементот  $i$ , туку и сите елементи на патот од јазолот со индекс нула до јазолот со индекс  $IP(i)$ .

Во методот сумирање на струи е потребно да се определи струјата во секој елемент на радијалната мрежа. Притоа, освен струите на потрошувачите и евентуалните извори, можат да се уважат и струите во напречните гранки на еквивалентните  $\pi$ -шеми на елементите на мрежата и во евентуалните напречно врзани компензациони уреди. Сосема е разбирливо дека струите во напречните гранки на еквивалентните  $\pi$ -шеми не мораат да се земаат предвид доколку се многу помали од струите во соодветните редни гранки. Но ако треба да се уважат, тоа се прави на едноставен начин што тука ќе биде опишан.

За секој јазол  $i$  најнапред се определува сума од адмитанциите на соодветните паралелни гранки на еквивалентните  $\pi$ -шеми на елементите за кои јазолот  $i$  е почетен или краен јазол. Така добиената адмитанција се придружува кон јазолот  $i$  и се означува со  $\underline{Y}_{i-3}$ . Веднаш да забележиме дека при определувањето на  $\underline{Y}_{i-3}$ , треба да се земаат предвид и адмитанциите на евентуалните компензациони уреди што се приклучени кај јазолот  $i$ . Комплексниот претставник на струјата во таа адмитанција може да се пресмета со изразот:

$$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \underline{Y}_{i-3} \cdot \underline{U}_i. \quad (16.2)$$

Така, во општ случај, користејќи ги изразите (16.1) и (16.2), за комплексниот претставник на *еквивалентна инјектирана струја* кај јазолот  $i$  може да се напише:

$$\underline{J}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_i^*} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \underline{Y}_{i-3} \cdot \underline{U}_i; \quad i = 1, \dots, n. \quad (16.3)$$

Овој начин на определување на еквивалентна инјектирана струја во јазлите на мрежата е само еден од можните. Заслужува да се нагласи дека методот дозволува тие струи да се определуваат на каков и да е начин што корисникот го смета за соодветен.

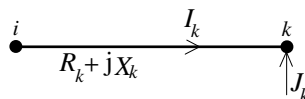
Постапката за определување струи во елементите на мрежата и напоните на јазлите ќе ја објасниме претпоставувајќи дека претходно е завршена постапката на индексирање на јазлите и елементите наречена ориентирано подредување. На почетокот на оваа постапка ќе земеме дека комплексниот претставник на струјата во елементот  $i$  е спротивен на комплексниот претставник на еквивалентната инјектирана струја во крајниот јазол на тој елемент, т.е. дека на почетокот на постапката е:

$$\underline{I}_i = -\underline{J}_i; \quad i = 1, \dots, n. \quad (16.4)$$

Потоа, тргнувајќи од елементот со најголем индекс, постепено се обработува елемент по елемент. При обработката на еден елемент струјата во тој елемент се додава кон струјата во елементот што му претходи. Така, при обработка на елементот со индекс  $k$ , се определува:

$$\underline{I}_{i(\text{нова})} = \underline{I}_{i(\text{стара})} + \underline{I}_k; \quad k = n, n-1, \dots, 1; \quad (16.5)$$

каде што со  $i = IP(k)$  е означен индексот на почетниот јазол на елементот  $k$  (т.е.  $i$  е индекс на елементот што му претходи на елементот  $k$ ), како што е прикажано на сликата 16.3.



Слика 16.3. Приказ на елементот на мрежата чиј индекс е  $k$

Откако се пресметаат комплексните претставници на струите во елементите на мрежата, може да се пристапи кон пресметка на напоните на јазлите. Притоа пак се обработува елемент по елемент, но овојпат тргнувајќи од елементот со индекс еднаков на единица. При обработката на еден елемент се пресметува напонот на неговиот краен јазол. За елемент чиј индекс е  $k$  (истиот индекс го има и крајниот јазол на тој елемент) и чиј почетен јазол е со индекс  $i$  пресметката на напонот на јазолот  $k$  се изведува со користење на равенката:

$$\underline{U}_k = \underline{U}_i - (R_k + jX_k) \cdot \sqrt{3} \cdot \underline{I}_k; \quad k = 1, 2, \dots, n. \quad (16.6)$$

По завршување на пресметката на новите вредности на напоните на сите јазли постапката продолжува со нова итерација. Во неа, најнапред, со новите напони се пресметуваат новите еквивалентни инјектирани струи во јазлите, потоа новите струи во елементите, па новите напони на јазлите, и така натаму.

Итеративното пресметување на напоните се смета за завршено кога во две последователни итерации сумата на апсолутните вредности на разликите помеѓу активните и реактивните моќности, што се инјектираат во јазолот со зададен напон (т.е. јазолот со индекс нула), е помала или еднаква на зададената толеранција  $\epsilon$ . За пресметка на активната и реактивната моќност во јазолот со зададен напон може да се користи струјата во фиктивен елемент (т.е. елемент со индекс еднаков на нула). Така во итерацијата  $m$  се добива:

$$P_0^{(m)} = \sqrt{3} \cdot \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_0 \cdot \left( \underline{I}_0^{(m)} \right)^* \right\} \quad (16.7a)$$

$$Q_0^{(m)} = \sqrt{3} \cdot \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_0 \cdot \left( \underline{I}_0^{(m)} \right)^* \right\}. \quad (16.7b)$$

Со ознаките од равенките (16.7) критериумот за прекуатување на итеративното пресметување на напоните може да се напише во вид:

$$\left| \sqrt{3} \cdot \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_0 \cdot \left( \underline{I}_0^{(m)} - \underline{I}_0^{(m-1)} \right)^* \right\} \right| + \left| \sqrt{3} \cdot \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_0 \cdot \left( \underline{I}_0^{(m)} - \underline{I}_0^{(m-1)} \right)^* \right\} \right| \leq \epsilon, \quad (16.8a)$$

т.е.



$$\left| P_0^{(m)} - P_0^{(m-1)} \right| + \left| Q_0^{(m)} - Q_0^{(m-1)} \right| \leq \varepsilon. \quad (16.86)$$

Всушност, контролата на критериумот (16.8) се сведува на контрола на вредноста на сумата на апсолутните вредности на прирастите на сумарните загуби на активната и реактивната моќност во елементите на мрежата во две последователни итерации. Кога таа сума престане да биде поголема од зададената толеранција  $\varepsilon$ , итеративното пресметување може да се прекине и процесот на пресметување напони на јазли да се смета за завршен.

За илустрација на текот на пресметките според методот сумирање на струи може да послужи примерот 16.5.1.

## 16.4. Метод сумирање на моќности

Без намалување на општоста на методот, при неговото објаснување ќе претпоставиме дека во разгледуваната мрежа е извршено ориентирано подредување на јазлите, т.е. ориентирано подредување на елементите на мрежата. Освен тоа, за полесно разбирање на постапката, за елементот со индекс  $k$  ќе разликуваме активна и реактивна моќност при крајот на елементот и активна и реактивна моќност на неговиот почеток. Всушност, активната моќност на почетокот на еден елемент е еднаква на активната моќност на неговиот крај зголемена за загубата на активната моќност во тој елемент. Аналогно, реактивната моќност на почетокот на еден елемент е еднаква на сумата на реактивната моќност при неговиот крај и загубата на реактивната моќност во истиот елемент.

Пресметката на напоните на јазлите е итеративна и започнува со земање дека напоните на сите јазли се еднакви со напонот на јазолот со познат напон (т.е. со напонот на јазолот чиј индекс е еднаков на нула). Во секоја итерација најнапред, се пресметуваат активната и реактивната моќност на крајот на секој елемент, а потоа се пресметуваат напоните на јазлите.

За примена на овој метод е потребно да се определат моќностите што ги оптоваруваат елементите на мрежата. Станува збор за моќностите мерени при крајните јазли, т.е. при крајот на секој елемент. Поинаку кажано, тоа се моќности што преку елементите се пренесуваат до нивните крајни јазли. Постапката за определување на тие моќности е наречена *сумирање на моќности*. Пред да започне постапката, практично е да се воведат векторите  $\mathbf{P}$  и  $\mathbf{Q}$ . Двата вектора се од ред  $n+1$  (поради земање предвид и индексот нула). На позиција  $k$  во векторот  $\mathbf{P}$  се сместува активната моќност при крајот на елементот  $k$ , додека на позицијата  $k$  во векторот  $\mathbf{Q}$  се сместува реактивната моќност при крајот на истиот елемент. На самиот почеток на постапката се зема дека  $P_k$  е еднаков на сумата на инјектираната активна моќност кај јазолот  $k$  и активната моќност во адмитанцијата  $\underline{Y}_{k-3}$ , при што адмитанцијата  $\underline{Y}_{k-3}$  се формира на ист начин како и во методот сумирање на струи. Аналогно, на почетокот на постапката се зема дека  $Q_k$  е еднаков на сумата на инјектираната реактивна моќност кај јазолот  $k$  и реактивната моќност во адмитанцијата  $\underline{Y}_{k-3}$ .

Во натамошниот тек на постапката се обработува елемент по елемент. Најнапред се обработува елементот со индекс  $n$ , потоа елементот со индекс  $n-1$  и така натаму, сè до елементот со индекс еднаков на единица. При обработката на елементот со индекс  $k$  се пресметува:

$$P_{i(\text{нова})} = P_{i(\text{стара})} + P_k + R_k \cdot \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_k^2} \quad (16.9a)$$

$$Q_{i(\text{нова})} = Q_{i(\text{стара})} + Q_k + X_k \cdot \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_k^2} \quad (16.9b)$$

$$k = n, n-1, \dots, 1.$$

Во равенките (16.9) со  $i$  е означен индексот на почетниот јазол на елементот  $k$ , како што е прикажано на сликата 16.3. Притоа е  $i = IP(k)$ .

По завршувањето на оваа постапка, т.е. по обработката на елементот со индекс еднаков на единица, на позицијата  $k$  во векторот  $\mathbf{P}$  се наоѓа активната моќност при крајот на елементот  $k$ , а на позицијата  $k$  во векторот  $\mathbf{Q}$  се наоѓа реактивната моќност при крајот на истиот елемент. Едновремено,  $P_0$  и  $Q_0$  се вкупната активна и реактивна моќност што кај јазолот со индекс нула се инјектираат во мрежата.

Откако ќе заврши постапката на определување на оптоварувањата на елементите, се пристапува кон пресметка на напоните на јазлите. Притоа елементите пак се обработуваат еден по еден. Но овојпат постапката тргнува од елементот чиј индекс е еднаков на единица и завршува со елементот чиј индекс е еднаков на  $n$ . Во овој процес за пресметување на напоните можат да се користат различни равенки. Две такви равенки ќе бидат тука изведени.

Користејќи ја претставата на елементот  $k$  од сликата 16.3, може да се напише:

$$\underline{U}_i = \underline{U}_k + (R_k + j \cdot X_k) \cdot \frac{P_k - j \cdot Q_k}{\underline{U}_k^*}. \quad (16.10)$$

Од равенката (16.10) следува:

$$\underline{U}_i = \underline{U}_k \cdot \left( 1 + \frac{P_k \cdot R_k + Q_k \cdot X_k}{U_k^2} + j \cdot \frac{P_k \cdot X_k - Q_k \cdot R_k}{U_k^2} \right). \quad (16.11)$$

Определувајќи ги квадратите на модулите на левата и десната страна на равенката (16.11), по средувањето се добива [25]:

$$U_k^2 = U_i^2 - 2 \cdot (P_k \cdot R_k + Q_k \cdot X_k) - (R_k^2 + X_k^2) \cdot \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_k^2}. \quad (16.12)$$

Равенката (16.12) може да се напише во следниов облик [44]:

$$U_k^4 - [U_i^2 - 2 \cdot (P_k \cdot R_k + Q_k \cdot X_k)] \cdot U_k^2 + (R_k^2 + X_k^2) \cdot (P_k^2 + Q_k^2) = 0. \quad (16.13)$$

Значи, при обработката на елементот  $k$  се пресметува напонот на јазолот  $k$ . За пресметката може да се користи равенката (16.12) или равенката (16.13). Според [25], ако се земе дека инјектираните моќности во јазлите се независни од висината на погонскиот напон, може да се препорача пресметката на напоните да се изведува со равенката (16.13), додека во случаите кога се зема дека инјектираните моќности се пропорционални на квадратите на погонскиот напон малку се скратува времето на пресметките ако се користи равенката (16.12).

Итеративното пресметување на напоните завршува по итерацијата  $m$  во која е задоволена релацијата:

$$|P_0^{(m)} - P_0^{(m-1)}| + |Q_0^{(m)} - Q_0^{(m-1)}| \leq \varepsilon. \quad (16.14)$$

Заслужува да се забележи дека со равенката (16.12) се пресметуваат квадратите на модулите на напоните, а токму тие се потребни при пресметувањето на оптоварувањата на елементите на мрежата според равенката (16.9). Тоа значи дека во текот на итеративниот процес не е неопходно да се пресметуваат модулите на напоните на јазлите и нивните фазни агли. Сосема е разбирливо дека при користење на равенката (16.12) на нејзината десна страна ќе се користи вредноста на квадратот на модулот на напонот на јазолот  $k$  што е пресметана во претходната итерација. За одбележување е дека во равенката (16.12) не се користат тригонометриските функции и не е потребно да се изведува операцијата коренување.

Ни во равенката (16.13) не се користат тригонометриските функции. Но тоа е биквадратна равенка и потребно е да се реши за да се добие бараниот квадрат на модулот на напонот кај јазолот  $k$ .

Како што се гледа, во текот на итеративниот процес во овој метод не се пресметуваат фазните агли на напоните на јазлите. На тој начин итеративниот процес се одвива побрзо. Но, на крајот, ако е потребно, тие агли можат дополнително да бидат пресметани. Меѓутоа, кога се во прашање среднонапонските, а особено нисконапонските електроенергетски мрежи, фазните агли на напоните на јазлите се мали и најчесто не е неопходно да бидат пресметувани.

Во случаите кога фазните агли треба да се пресметаат, тоа ќе се направи по завршувањето на итеративното пресметување на напоните. Тогаш се познати не само модулите на напоните на јазлите туку и моќностите што ги оптоваруваат елементите на мрежата. За да се дојде до равенка за пресметување на фазните агли на напоните, се тргнува од равенката (16.10) множејќи ги и левата и десната страна на таа равенка со комплексен конјугиран напон на јазолот  $k$ . На тој начин, по средувањето, добиваме:

$$U_k^2 = U_i \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) - P_k \cdot R_k - Q_k \cdot X_k + \\ + j \cdot [U_i \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - P_k \cdot X_k + Q_k \cdot R_k] \quad (16.15)$$

Од равенката (16.15) следува:

$$U_i \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) = P_k \cdot X_k - Q_k \cdot R_k. \quad (16.16)$$

Со решавање на равенката (16.16) по  $\theta_i$  добиваме:

$$\theta_k = \theta_i - \arcsin\left(\frac{P_k \cdot X_k - Q_k \cdot R_k}{U_i \cdot U_k}\right). \quad (16.17)$$

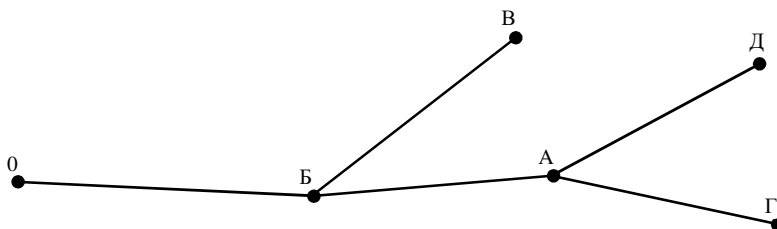
Така, тргнувајќи од елементот со индекс еднаков на единица и обработувајќи елемент по елемент, со помош на равенката (16.17) може да се пресмета фазниот агол на напонот на крајниот јазол на елементот (чиј индекс е  $k$ ), ако се знае фазниот агол на напонот на неговиот почетен јазол (чиј индекс е  $i$ ). Да повториме дека правило е да се зема јазолот со индекс еднаков на нула да има фазен агол на напонот еднаков на нула.

## 16.5. Примери

### Пример 16.5.1

Дадена е трифазна урамнотежена радијална мрежа чиј граф е прикажан на сликата 16.4. Модулот на напонот на напојниот јазол (т.е. на среднонапонските собирници во трансформаторската станица висок/среден напон) изнесува  $U_0 = 10,25 \text{ kV}$ . Номиналниот напон на мрежата е  $10 \text{ kV}$ . Фазните спроводници на сите водови се јажиња од алуминиум-челик со номинална плоштина на напречен пресек  $35/6 \text{ mm}^2/\text{mm}^2$ . Должините на одделните водови се дадени во табелата 16.1. Напречните адмитанции на водовите можат да се занемарат. Податоците за моќностите на потрошувачите, приклучени кај одделните јазли, се дадени во табелата 16.2. Да се земе дека моќностите на потрошувачите се независни од висината на погонскиот напон. Процесот на итеративното пресметување да се смета за завршен кога за вредноста  $\epsilon = 1 \text{ VA}$  е задоволена неравенката (16.14). Да се пресметаат модулите на напоните на јазлите со помош на:

- методот сумирање на струи и
- методот сумирање на моќности.



Слика 16.4. Граф на мрежата за примерот 16.1

Табела 16.1. Податоци за водовите

Вод	Должина на водот km
0-Б	2,500
Б-А	6,000
А-Г	0,400
Б-В	0,500
А-Д	0,600

Табела 16.2. Податоци за потрошувачите

Јазол	Моќност на потрошувачите kVA
Б	400+j130
А	180+j60
Г	140+j40
В	200+j70
Д	100+j30

Решение:

Според табелата П.11, за дадените водови е:

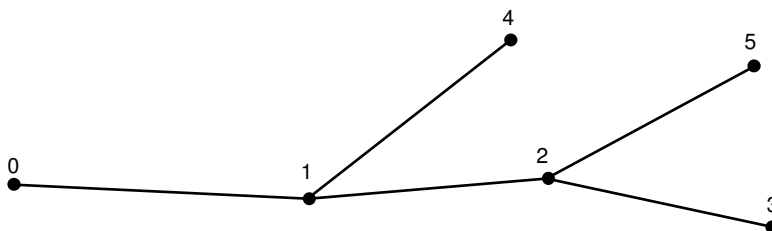
$$r = 0,8353 \Omega/\text{km} \quad \text{и} \quad x = 0,37 \Omega/\text{km}.$$

Врз основа на тие параметри, за дадените должини на водовите се пресметани нивните редни импеданции. Вредностите на тие импеданции се прикажани во табелата 16.3.

Табела 16.3. Импеданции на водовите

Вод	Редна импеданција $\Omega$
0-Б	2,0883+j0,9250
Б-А	5,0118+j2,2200
А-Г	0,3341+j0,1480
Б-В	0,4177+j0,1850
А-Д	0,5012+j0,2220

Применувајќи ги правилата за ориентирано подредување, можеме да констатираме дека во табелата 16.2 јазлите се веќе подредени. Притоа на одделните јазли можеме да им ги доделиме следниве индекси: Б=1, А=2, Г=3, В=4 и Д=5. Графот на мрежата, на кој јазлите се со наведените индекси, е прикажан на сликата 16.5.



Слика 16.5. Граф на мрежата со индекси по извршеното подредување

Врз основа на индексите од извршеното ориентирано подредување и топологијата на мрежата, не е тешко да се определат елементите на векторот  $IP$ . Така добиваме:

$$\mathbf{IP} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 1 \\ 2 \end{bmatrix}.$$

а) Според методот сумирање на струи, пред да започне итеративната постапка на пресметување на напоните на јазлите се зема дека вредностите на напоните на сите јазли се еднакви на  $\underline{U}_0$ , т.е.  $\underline{U}_1 = \underline{U}_2 = \underline{U}_3 = \underline{U}_4 = \underline{U}_5 = 10,25 \text{ kV}$ . Потоа се преминува на пресметките во рамките на првата итерација.

Во првата итерација најнапред, со помош на равенката (16.3), за инјектираните струи во јазлите пресметуваме:

$$\sqrt{3} \cdot \underline{J}_1 = \frac{P_1 - jQ_1}{\underline{U}_1^*} = \frac{-400 + j130}{10,25} = (-39,02439 + j12,68293) \text{ A},$$

$$\sqrt{3} \cdot \underline{J}_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{\underline{U}_2^*} = \frac{-180 + j60}{10,25} = (-17,56098 + j5,85366) \text{ A},$$

$$\sqrt{3} \cdot \underline{J}_3 = \frac{P_3 - jQ_3}{\underline{U}_3^*} = \frac{-140 + j40}{10,25} = (-13,65854 + j3,90244) \text{ A},$$

$$\sqrt{3} \cdot \underline{J}_4 = \frac{P_4 - jQ_4}{\underline{U}_4^*} = \frac{-200 + j70}{10,25} = (-19,51220 + j6,82927) \text{ A},$$

$$\sqrt{3} \cdot \underline{J}_5 = \frac{P_5 - jQ_5}{\underline{U}_5^*} = \frac{-100 + j30}{10,25} = (-9,75610 + j2,92683) \text{ A}.$$

Потоа, со помош на равенката (16.4), добиваме:

$$\sqrt{3} \cdot \underline{I}_0 = -\sqrt{3} \cdot \underline{J}_0 = (0,000 - j0,000) \text{ A},$$

$$\sqrt{3} \cdot \underline{I}_1 = -\sqrt{3} \cdot \underline{J}_1 = (39,02439 - j12,68293) \text{ A},$$

$$\sqrt{3} \cdot \underline{I}_2 = -\sqrt{3} \cdot \underline{J}_2 = (17,56098 - j5,85366) \text{ A},$$

$$\sqrt{3} \cdot \underline{I}_3 = -\sqrt{3} \cdot \underline{J}_3 = (13,65854 - j3,90244) \text{ A},$$

$$\sqrt{3} \cdot \underline{I}_4 = -\sqrt{3} \cdot \underline{J}_4 = (19,51220 - j6,82927) \text{ A},$$

$$\sqrt{3} \cdot \underline{I}_5 = -\sqrt{3} \cdot \underline{J}_5 = (9,75610 - j2,92683) \text{ A}.$$

Следува определување на струите во елементите на мрежата. Тоа се прави со постапка наречена “сумирање на струи”. Користејќи ја равенката (16.5) и векторот  $\underline{IP}$ , тргнувајќи од елементот со најголем индекс и обработувајќи постапно елемент по елемент, добиваме:

- за  $k=5$

$$\begin{aligned}\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{2(\text{нова})} &= \sqrt{3} \cdot \underline{I}_{2(\text{стара})} + \sqrt{3} \cdot \underline{I}_5 \\ &= (17,56098 - j5,85366) + (9,75610 - j2,92683) \\ &= (27,31708 - j8,78049) \text{ A},\end{aligned}$$

- за  $k=4$

$$\begin{aligned}\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{1(\text{нова})} &= \sqrt{3} \cdot \underline{I}_{1(\text{стара})} + \sqrt{3} \cdot \underline{I}_4 \\ &= (39,02439 - j12,68293) + (19,51220 - j6,82927) \\ &= (58,53659 - j19,51220) \text{ A},\end{aligned}$$

- за  $k=3$

$$\begin{aligned}\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{2(\text{нова})} &= \sqrt{3} \cdot \underline{I}_{2(\text{стара})} + \sqrt{3} \cdot \underline{I}_3 \\ &= (27,31708 - j8,78049) + (13,65854 - j3,90244) \\ &= (40,97562 - j12,68293) \text{ A},\end{aligned}$$

- за  $k=2$

$$\begin{aligned}\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{1(\text{нова})} &= \sqrt{3} \cdot \underline{I}_{1(\text{стара})} + \sqrt{3} \cdot \underline{I}_2 \\ &= (58,53659 - j19,51220) + (40,97562 - j12,68293) \\ &= (99,51221 - j32,19513) \text{ A},\end{aligned}$$

- за  $k=1$

$$\begin{aligned}\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{0(\text{нова})} &= \sqrt{3} \cdot \underline{I}_{0(\text{стара})} + \sqrt{3} \cdot \underline{I}_1 \\ &= (0,00000 - j0,00000) + (99,51221 - j32,19513) \\ &= (99,51221 - j32,19513) \text{ A},\end{aligned}$$

Така, во првата итерација струите во одделни елементи на мрежата ги имаат следниве вредности:

$$\begin{aligned}\sqrt{3} \cdot \underline{I}_5 &= (9,75610 - j2,92683) \text{ A}, \\ \sqrt{3} \cdot \underline{I}_4 &= (19,51220 - j6,82927) \text{ A}, \\ \sqrt{3} \cdot \underline{I}_3 &= (13,65854 - j3,90244) \text{ A}, \\ \sqrt{3} \cdot \underline{I}_2 &= (40,97562 - j12,68293) \text{ A},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sqrt{3} \cdot I_1 &= (99,51221 - j32,19513) \text{ A,} \\ \sqrt{3} \cdot I_0 &= (99,51221 - j32,19513) \text{ A.}\end{aligned}$$

По пресметување на струјата  $I_0$  се пресметува комплексната моќност што кај јазолот со познат напон (т.е. јазолот со индекс нула) се инјектира во мрежата. Така, со помош на равенката (16.7), се добива:

$$\begin{aligned}P_0^{(1)} + jQ_0^{(1)} &= \underline{U}_0 \cdot \left( \sqrt{3} \cdot \underline{I}_0^{(1)} \right)^* = 10,25 \cdot (99,51221 + j32,19513) \\ &= (1020,000 + j330,000) \text{ kVA.}\end{aligned}$$

Следува пресметка на напоните на одделните јазли. За таа цел, пак се обработува елемент по елемент, според редоследот како се подредени, но овојпат тргнувајќи од елементот со индекс еднаков на единица. Притоа се користат равенката (16.6) и векторот  $\underline{IP}$ . На тој начин се пресметува:

- за  $k=1$

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 &= \underline{U}_0 - (R_1 + jX_1) \cdot \sqrt{3} \cdot I_1 \\ &= 10,250 - (2,0883 + j0,9250) \cdot (99,51221 - j32,19513) \\ &= (10012,410 - j24,816) \text{ V,}\end{aligned}$$

- за  $k=2$

$$\begin{aligned}\underline{U}_2 &= \underline{U}_1 - (R_2 + jX_2) \cdot \sqrt{3} \cdot I_2 \\ &= (10012,410 - j24,816) - (5,0118 + j2,2200) \cdot (40,97562 - j12,68293) \\ &= (9778,891 - j52,217) \text{ V,}\end{aligned}$$

- за  $k=3$

$$\begin{aligned}\underline{U}_3 &= \underline{U}_2 - (R_3 + jX_3) \cdot \sqrt{3} \cdot I_3 \\ &= (9778,891 - j52,217) - (0,3341 + j0,1480) \cdot (13,65854 - j3,90244) \\ &= (9773,750 - j52,935) \text{ V,}\end{aligned}$$

- за  $k=4$

$$\begin{aligned}\underline{U}_4 &= \underline{U}_1 - (R_4 + jX_4) \cdot \sqrt{3} \cdot I_4 \\ &= (10012,410 - j24,816) - (0,4177 + j0,1850) \cdot (19,51220 - j6,82927) \\ &= (10002,990 - j25,573) \text{ V,}\end{aligned}$$

- за  $k=5$



$$\begin{aligned}
 \underline{U}_5 &= \underline{U}_2 - (R_5 + jX_5) \cdot \sqrt{3} \cdot \underline{I}_5 \\
 &= (9778,891 - j52,217) - (0,5012 + j0,2220) \cdot (9,75610 - j2,92683) \\
 &= (9773,351 - j52,916) \text{ V.}
 \end{aligned}$$

Пресметаните напони во текот на првата итерација се користат за продолжување на пресметките во втората итерација. Резултатите од пресметките на струите во елементите во таа итерација се:

$$\begin{aligned}
 \sqrt{3} \cdot \underline{I}_5 &= (10,21498 - j3,12488) \text{ A,} \\
 \sqrt{3} \cdot \underline{I}_4 &= (19,97599 - j7,04897) \text{ A,} \\
 \sqrt{3} \cdot \underline{I}_3 &= (14,30150 - j4,17005) \text{ A,} \\
 \sqrt{3} \cdot \underline{I}_2 &= (42,89019 - j13,52871) \text{ A,} \\
 \sqrt{3} \cdot \underline{I}_1 &= (102,78420 - j33,66051) \text{ A,} \\
 \sqrt{3} \cdot \underline{I}_0 &= (102,78420 - j33,66051) \text{ A.}
 \end{aligned}$$

Инјектираната моќност во јазолот со познат напон е:

$$\begin{aligned}
 P_0^{(2)} + jQ_0^{(2)} &= \underline{U}_0 \cdot (\sqrt{3} \cdot \underline{I}_0^{(2)})^* = 10,25 \cdot (102,78420 + j33,66051) \\
 &= (1053,538 + j345,020) \text{ kVA.}
 \end{aligned}$$

Следува проверка на критериумот за завршеток на итеративното пресметување на напоните на јазлите. Применувајќи го критериумот (16.8б), добиваме:

$$\begin{aligned}
 |P_0^{(2)} - P_0^{(1)}| + |Q_0^{(2)} - Q_0^{(1)}| &= |1053538 - 1020000| + |345020 - 330000| \\
 &= 33538 + 15020 = 48558 > 1 \text{ VA.}
 \end{aligned}$$

Бидејќи критериумот (16.8б) не е задоволен, продолжуваме со пресметките во тековната итерација. Така добиваме:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_1 &= (10\,004,220 - j24,782) \text{ V,} \\
 \underline{U}_2 &= (9\,759,229 - j52,195) \text{ V,} \\
 \underline{U}_3 &= (9\,753,834 - j52,919) \text{ V,} \\
 \underline{U}_4 &= (9\,994,572 - j25,533) \text{ V,} \\
 \underline{U}_5 &= (9\,753,416 - j52,897) \text{ V.}
 \end{aligned}$$

Со струите определени во втората итерација пресметаните загуби на моќност во елементите на мрежата изнесуваат: 33,538 kW и 15,020 kvar.

Бидејќи во втората итерација не беше задоволен критериумот (16.8б), итеративната постапка за пресметување на напоните на јазлите продолжува со третата итерација. Резултатите од пресметките во третата итерација се:

$$\begin{aligned}
 \sqrt{3} \cdot \underline{I}_5 &= (10,23584 - j3,13136) \text{ A,} \\
 \sqrt{3} \cdot \underline{I}_4 &= (19,99284 - j7,05488) \text{ A,} \\
 \sqrt{3} \cdot \underline{I}_3 &= (14,33066 - j4,17870) \text{ A,}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sqrt{3} \cdot I_2 &= (42,97716 - j13,55655) \text{ A}, \\ \sqrt{3} \cdot I_1 &= (102,92070 - j33,70491) \text{ A}, \\ \sqrt{3} \cdot I_0 &= (102,92070 - j33,70491) \text{ A}\end{aligned}$$

и

$$\begin{aligned}\overline{P}_0^{(3)} + j\overline{Q}_0^{(3)} &= \underline{U}_0 \cdot (\underline{I}_0^{(3)})^* = 10,25 \cdot (102,92070 + j33,70491) \\ &= (1054,937 + j345,475) \text{ kVA}.\end{aligned}$$

Следува проверка на критериумот за завршеток на итеративното пресметување на напоните на јазлите. Според (16.86) е:

$$\begin{aligned}|\overline{P}_0^{(3)} - \overline{P}_0^{(2)}| + |\overline{Q}_0^{(3)} - \overline{Q}_0^{(2)}| &= |1054937 - 1053538| + |345475 - 345020| \\ &= 1399 + 455 = 1854 > 1 \text{ VA}.\end{aligned}$$

Бидејќи критериумот (16.86) не е задоволен, постапката продолжува со пресметка на напоните во третата итерација. Така добиваме:

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 &= (10\,003,890 - j24,816) \text{ V}, \\ \underline{U}_2 &= (9\,758,405 - j52,282) \text{ V}, \\ \underline{U}_3 &= (9\,752,999 - j53,007) \text{ V}, \\ \underline{U}_4 &= (9\,994,237 - j25,568) \text{ V}, \\ \underline{U}_5 &= (9\,752,580 - j52,985) \text{ V}.\end{aligned}$$

Во третата итерација пресметаните загуби на моќност во мрежата изнесуваат: 34,937 kW и 15,475 kvar.

Потоа процесот на итеративното пресметување ќе продолжи со пресметките од четвртата итерација и така натаму. Постапката ќе продолжи сѐ додека не се дојде до итерација во која наведениот критериум за завршување на итеративното пресметување ќе биде задоволен.

Во овој пример, кога во шестата итерација се пресметаат струите во елементите на мрежата и потоа се пресметаат инјектираната активна и инјектираната реактивна моќност во јазлот со познат напон, ќе се констатира дека критериумот (16.86) е задоволен. Тогаш итеративното пресметување може да се прекрати, без да се пресметуваат напоните во шестата итерација. Пресметаните напони од петтата итерација се сметаат за бараното решение. Комплексните претставници на бараните напони се:

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 &= (10\,003,880 - j24,816) \text{ V}, \\ \underline{U}_2 &= (9\,758,369 - j52,282) \text{ V}, \\ \underline{U}_3 &= (9\,752,962 - j53,007) \text{ V}, \\ \underline{U}_4 &= (9\,994,223 - j25,568) \text{ V}, \\ \underline{U}_5 &= (9\,752,543 - j52,985) \text{ V}.\end{aligned}$$

Нивните ефективни вредности се:

$$\begin{aligned}
 U_1 &= 10\,003,91 \text{ V}, \\
 U_2 &= 9\,758,51 \text{ V}, \\
 U_3 &= 9\,753,11 \text{ V}, \\
 U_4 &= 9\,994,25 \text{ V}, \\
 U_5 &= 9\,752,69 \text{ V}.
 \end{aligned}$$

Крајната вредност на вкупната загуба на активната моќност е 34,995 kW, а на вкупната загуба на реактивната моќност е 15,501 kvar.

б) Во методот сумирање на моќности, исто така, се зема дека во нултата итерација напоните на сите јазли се еднакви на напонот на јазолот со познат напон, т.е.

$$\underline{U}_1^{(0)} = \underline{U}_2^{(0)} = \underline{U}_3^{(0)} = \underline{U}_4^{(0)} = \underline{U}_5^{(0)} = \underline{U}_0^{(0)} = 10250 \text{ V}.$$

Освен тоа, пред да започне пресметувањето на моќностите што ги оптоваруваат елементите на мрежата мерени кај нивните крајни јазли, на секој елемент му се придружува оптоварување еднакво на комплексната инјектирана моќност во неговиот краен јазол. Така добиваме:

$$P_1 + jQ_1 = (400 + j130) \text{ kVA},$$

$$P_2 + jQ_2 = (180 + j60) \text{ kVA},$$

$$P_3 + jQ_3 = (140 + j40) \text{ kVA},$$

$$P_4 + jQ_4 = (200 + j70) \text{ kVA},$$

$$P_5 + jQ_5 = (100 + j30) \text{ kVA}.$$

Потоа започнува процесот на постапно пресметување на оптоварувањата на елементите. Во текот на тој процес за секој елемент се пресметуваат активната и реактивната моќност што го оптоваруваат, мерени кај неговиот краен јазол. Притоа елементите се обработуваат еден по еден, тргнувајќи од елементот со најголем индекс и завршувајќи со елементот чиј индекс е еднаков на единица. При обработката на елементите се користат равенките (16.9). Така добиваме:

- за  $k=5$

$$\begin{aligned}
 P_{2(\text{нова})} &= P_{2(\text{стара})} + P_5 + R_5 \cdot \frac{P_5^2 + Q_5^2}{U_5^2} \\
 &= 180 + 100 + 0,5012 \cdot \frac{100^2 + 30^2}{10,25^2} \cdot 10^{-3} = 280,0520 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{2(\text{нова})} &= Q_{2(\text{стара})} + Q_5 + X_5 \cdot \frac{P_5^2 + Q_5^2}{U_5^2} \\
 &= 60 + 30 + 0,2220 \cdot \frac{100^2 + 30^2}{10,25^2} \cdot 10^{-3} = 90,0230 \text{ kvar};
 \end{aligned}$$

- за  $k=4$

$$P_{1(\text{нова})} = P_{1(\text{стара})} + P_4 + R_4 \cdot \frac{P_4^2 + Q_4^2}{U_4^2}$$

$$= 400 + 200 + 0,4177 \cdot \frac{200^2 + 70^2}{10,25^2} \cdot 10^{-3} = 600,1785 \text{ kW}$$

$$Q_{1(\text{нова})} = Q_{1(\text{стара})} + Q_4 + X_4 \cdot \frac{P_4^2 + Q_4^2}{U_4^2}$$

$$= 130 + 70 + 0,1850 \cdot \frac{200^2 + 70^2}{10,25^2} \cdot 10^{-3} = 200,0791 \text{ kvar};$$

- за  $k=3$

$$P_{2(\text{нова})} = P_{2(\text{стара})} + P_3 + R_3 \cdot \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_3^2}$$

$$= 280,0520 + 140 + 0,3341 \cdot \frac{140^2 + 40^2}{10,25^2} \cdot 10^{-3} = 420,1194 \text{ kW}$$

$$Q_{2(\text{нова})} = Q_{2(\text{стара})} + Q_3 + X_3 \cdot \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_3^2}$$

$$= 90,0230 + 40 + 0,1480 \cdot \frac{140^2 + 40^2}{10,25^2} \cdot 10^{-3} = 130,0529 \text{ kvar};$$

- за  $k=2$

$$P_{1(\text{нова})} = P_{1(\text{стара})} + P_2 + R_2 \cdot \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2}$$

$$= 600,1785 + 420,1194 + 5,0118 \cdot \frac{420,1194^2 + 130,0529^2}{10,25^2} \cdot 10^{-3}$$

$$= 1029,5243 \text{ kW}$$

$$Q_{1(\text{нова})} = Q_{1(\text{стара})} + Q_2 + X_2 \cdot \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2}$$

$$= 200,0791 + 130,0529 + 2,2200 \cdot \frac{420,1194^2 + 130,0529^2}{10,25^2} \cdot 10^{-3}$$

$$= 334,2189 \text{ kvar};$$

- за  $k=1$

$$\begin{aligned}
 P_{0(\text{нова})} &= P_{0(\text{стара})} + P_1 + R_1 \cdot \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \\
 &= 0,0000 + 1029,5243 + 2,0883 \cdot \frac{1029,5243^2 + 334,2189^2}{10,25^2} \cdot 10^{-3} \\
 &= 1052,8123 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{0(\text{нова})} &= Q_{0(\text{стара})} + Q_1 + X_1 \cdot \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \\
 &= 0,0000 + 334,2189 + 0,9250 \cdot \frac{1029,5243^2 + 334,2189^2}{10,25^2} \cdot 10^{-3} \\
 &= 344,5342 \text{ kvar.}
 \end{aligned}$$

Со тоа векторите  $\mathbf{P}$  и  $\mathbf{Q}$  се:

$$\mathbf{P} = \begin{matrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} \begin{bmatrix} 1052,812 \\ 1029,524 \\ 420,119 \\ 140,000 \\ 200,000 \\ 100,000 \end{bmatrix} \text{ kW}, \quad \mathbf{Q} = \begin{matrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} \begin{bmatrix} 344,534 \\ 334,219 \\ 130,053 \\ 40,000 \\ 70,000 \\ 30,000 \end{bmatrix} \text{ kvar.}$$

Потоа се пресметуваат квадратите на модулите на напоните на јазлите. За таа цел се користи равенката (16.13). Пресметаните вредности во првата итерација (изразени во  $V^2$ ) се:

$$U_1^2 = 100\,083\,200$$

$$U_2^2 = 95\,233\,640$$

$$U_3^2 = 95\,128\,220$$

$$U_4^2 = 99\,890\,130$$

$$U_5^2 = 95\,120\,050.$$

Постапката продолжува со пресметките од втората итерација во која се добива:

$$\mathbf{P} = \begin{matrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} \begin{bmatrix} 1054,993 \\ 1030,499 \\ 420,132 \\ 140,000 \\ 200,000 \\ 100,000 \end{bmatrix} \text{ kW}, \quad \mathbf{Q} = \begin{matrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} \begin{bmatrix} 345,500 \\ 334,651 \\ 130,058 \\ 40,000 \\ 70,000 \\ 30,000 \end{bmatrix} \text{ kvar.}$$

$$U_1^2 = 100\,078\,200$$

$$U_2^2 = 95\,228\,500$$

$$U_3^2 = 95\,123\,090$$

$$U_4^2 = 99\,885\,140$$

$$U_5^2 = 95\,114\,910.$$

Со проверка на условот (16.14) добиваме:

$$\begin{aligned}
 |P_0^{(2)} - P_0^{(1)}| + |Q_0^{(2)} - Q_0^{(1)}| &= |1054993 - 1052812| + |345500 - 344534| \\
 &= 2181 + 966 = 3147 > 1 \text{ VA.}
 \end{aligned}$$

Значи, условот за завршување на итеративната пресметка не е задоволен и постапката треба да продолжи. Во третата итерација се добива:

$$\mathbf{P} = \begin{matrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} \begin{bmatrix} 1054,995 \\ 1030,500 \\ 420,132 \\ 140,000 \\ 200,000 \\ 100,000 \end{bmatrix} \text{ kW}, \quad \mathbf{Q} = \begin{matrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} \begin{bmatrix} 345,501 \\ 334,651 \\ 130,058 \\ 40,000 \\ 70,000 \\ 30,000 \end{bmatrix} \text{ kvar.}$$

$$\begin{aligned}
 |P_0^{(3)} - P_0^{(2)}| + |Q_0^{(3)} - Q_0^{(2)}| &= |1054995 - 1054993| + |345501 - 345500| \\
 &= 2 + 1 = 3 > 1 \text{ VA.}
 \end{aligned}$$

$$U_1^2 = 100\,078\,200$$

$$U_2^2 = 95\,228\,500$$

$$U_3^2 = 95\,123\,090$$

$$U_4^2 = 99\,885\,140$$

$$U_5^2 = 95\,114\,910.$$

Бидејќи ни во третата итерација не е задоволен условот (16.14), постапката продолжува со четвртата итерација. Во четвртата итерација се добива:

$$P = \begin{matrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} \begin{bmatrix} 1054,995 \\ 1030,500 \\ 420,132 \\ 140,000 \\ 200,000 \\ 100,000 \end{bmatrix} \text{ kW}, \quad Q = \begin{matrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} \begin{bmatrix} 345,501 \\ 334,651 \\ 130,058 \\ 40,000 \\ 70,000 \\ 30,000 \end{bmatrix} \text{ kvar}.$$

$$\begin{aligned} |P_0^{(4)} - P_0^{(3)}| + |Q_0^{(4)} - Q_0^{(3)}| &= |1054995 - 1054995| + |345501 - 345501| \\ &= 0 < 1 \text{ VA}. \end{aligned}$$

Во четвртата итерација по определувањето на оптоварувањата на елементите и по контролата на условот (16.14) може да се констатира дека тој е задоволен. Тоа значи дека во четвртата итерација не е потребно да се пресметуваат новите вредности на напоните на јазлите. (Доколку се направи пресметка на напоните во четвртата итерација, ќе се добијат соодветно еднакви вредности како и во третата итерација). Пресметаните вредности од третата итерација можат да се сметаат за бараното решение. Со тоа ефективните вредности на бараните напони на јазлите се:

$$\begin{aligned} U_1 &= 10\,003,910 \text{ V}, \\ U_2 &= 9\,758,509 \text{ V}, \\ U_3 &= 9\,753,106 \text{ V}, \\ U_4 &= 9\,994,255 \text{ V}, \\ U_5 &= 9\,752,687 \text{ V}. \end{aligned}$$

Вкупните загуби на активната и реактивната моќност во елементите на мрежата изнесуваат 34,995 kW и 15,501 kvar, соодветно.

## 17. ОРГАНИЗАЦИОНИ МЕРКИ ЗА НАМАЛУВАЊЕ НА ЗАГУБИТЕ НА АКТИВНА МОЌНОСТ

### 17.1. Општо

За намалување на загубите на активна моќност во дистрибутивните мрежи главно се користат два вида мерки, и тоа: инвестициони и организациони.

Под инвестициони мерки се подразбира изградба и пуштање во погон на соодветни нови елементи на дистрибутивната мрежа. Тие елементи најчесто се: водови, трансформаторски станици и уреди за компензација на реактивната моќност.

Организационите мерки не подразбираат инвестирање во нови елементи на мрежа. Тие претставуваат множество на постапки со кои се настојува постојните објекти и опрема да се користат на начин со кој загубите на активната моќност во мрежата можат да се намалат без влошување на квалитетот на испорачаната електрична енергија на потрошувачите.

Од организационите мерки за намалување на загубите најчесто се користат:

- промена на конфигурацијата на мрежата (т.н. реконфигурација),
- регулација на напонот во мрежата и
- урамнотежување на оптоварувањата на фазите.

Во ова поглавје накусо ќе се задржиме само на наведените организациони мерки за намалување на загубите на активна моќност во дистрибутивни мрежи.

### 17.2. Промена на конфигурацијата на мрежата

Од изнесеното во поглавјето 12 произлегува дека среднонапонските мрежи во урбани средини можат да работат со различни вклопни состојби. Така, на пример, во едноставниот случај на мрежа наречена отворени прстени (слика 12.2) локацијата на отворениот раставувач на моќност влијае врз распределбата на моќностите помеѓу изводите кои го формираат прстенот. А тоа значи дека со промената на локацијата на споменатиот раставувач на моќност може да се влијае врз големината на загубите во елементите на отворениот прстен. Во овој едноставен случај, за временскиот миг за кој се познати активните и реактивните моќности на сите потрошувачи што се напојуваат од набљудуваната мрежа, не е комплицирано да се определи каде прстенот треба да се отвори за да се постигне сумата на загубите на активната моќност во елементите на отворениот прстен да биде најмала. Но, никако не е едноставно тоа да се направи за голема мрежа со сложена и неправилна структура. А таквите мрежи не се реткост. Освен тоа, треба да се има предвид дека оптималните локации на отворените раставувачи на моќност можат да се менуваат во текот на денот во зависност од промените на оптоварувањата. До тоа може да дојде доколку оптоварувањата на одделни трансформаторски станици среден/низок напон имаат различни облици на дневни дијаграми на оптоварувањето со активна и реактивна моќност. Овој факт, како



и фактот дека е потребно да се познаваат дневните дијаграми на оптоварувањата на одделни трансформаторски станици, дополнително ја усложнува доследната примена на овие мерки.

Ефектот од примената на овие мерки е поизразен доколку мрежата е релативно пооптоварена.

На крајот, треба да се истакне дека, во општ случај, конфигурацијата со најмали загуби на активната моќност не мора да се поклопува со конфигурацијата со најмали загуби на реактивната моќност, ниту да се поклопува со конфигурацијата во која се најмали загубите на напонот во мрежата.

Да забележиме дека во литературата постојат повеќе различни алгоритми за определување на конфигурација со најмали загуби на активна моќност во мрежата, но нивното проучување излегува од рамките на овој курс.

### **17.3. Намалување на загуби по пат на регулација на напонот**

Не е можно да се даде генерална препорака како со помош на регулацијата на напонот во една мрежа може да се намали загубата на активната моќност во неа. За илустрација на претходното ќе се послужи́ме со две типични мрежи: а) градска кабелска мрежа и б) вонградска надземна мрежа.

Под градска кабелска мрежа тука ќе подразбираме мрежа изградена со кабли чии пресеци се релативно големи, а должините на каблите се релативно мали, така што загубите на активната моќност во каблите се повеќекратно помали од загубите на активната моќност во дистрибутивните трансформатори среден/низок напон. Кај овие мрежи е можно со соодветна регулација на напонот во среднонапонската мрежа, за соодветно избрани преносни односи на трансформаторите среден/низок напон, да се постигнат определени намалувања на загубите, а при тоа напоните на нисконапонските собирници да се одржуваат во прифатливо тесен опсег околу номиналниот напон. Бидејќи доминантниот дел на вкупната загуба на активната моќност се загубите во дистрибутивните трансформатори, сосема е разбирливо дека мерките за намалување на вкупната загуба треба да бидат насочени кон намалувањето на загубите во трансформаторите среден/низок напон. Тоа значи дека погонскиот напон во среднонапонската мрежа не треба да биде повисок од оној што соодветствува на актуелниот преносен однос на секој од трансформаторите. На тој начин нема да се придонесува да бидат зголемени загубите во железото на дистрибутивните трансформатори. Како што е познато (на пример [10]), кај сите трансформатори доаѓа до зголемување на загубите во железото ако погонскиот напон е повисок од напонот што му соодветствува на актуелниот преносен однос на трансформаторот. Така, на пример, за трансформаторите среден/низок напон со номинална моќност 400 и 630 kVA кои најчесто се користат во градските кабелски мрежи, ако погонскиот напон е 10,25 kV, а преносните односи на трансформаторите се 10/0,4 kV/kV, загубата на активната моќност во железото на секој од трансформаторите ќе биде за околу 12% поголема од номиналната. Ако, пак, погонскиот напон е 10,50 kV, а преносните односи

се  $10/0,4 \text{ kV/kV}$ , загубата ќе биде поголема за повеќе од 26%. Слични податоци се даваат и за трансформатори со други номинални моќности. Ако се знае дека ова зголемување на загубите не е зависно од оптоварувањето на трансформаторот и дека бројот на дистрибутивните трансформатори во една градска мрежа е голем, при долготрајна неусогласеност на преносните односи на трансформаторите со висината на погонскиот напон е можно да се јават значителни загуби на енергијата, и обратно.

Од друга страна, кај вонградските надземни мрежи напречните пресеци на спроводниците се релативно мали, а должините на водовите се релативно големи. Како последица на тоа, загубата на активната моќност во водовите е повеќекратно поголема од загубата на активната моќност во трансформаторите среден/низок напон. Затоа помеѓу мерките за намалување на вкупната загуба на активната моќност во овој вид мрежи предноста им се дава на мерките со кои се постигнува намалување на загубите во водовите. Таква мерка е покачување на погонскиот напон во среднонапонската мрежа. Притоа се подразбира дека напонот нема да ги пречекори дозволените граници и дека ќе се настојува преносните односи на одделни трансформатори да бидат усогласени со висината на погонскиот напон на нивната среднонапонска страна. Во случај на вакви мрежи е потребно детаљно проучување на дневните дијаграми на оптоварување на сите трансформаторски станици среден/низок напон и да се уважат карактеристиките на соодветната нисконапонска мрежа. Врз основа на тоа може да се определи соодветен преносен однос за секој од трансформаторите среден/низок напон, а потоа да се изведува регулација на напонот во мрежата по пат на промена на преносниот однос на трансформаторот висок/ среден напон.

#### **17.4. Урамнотежување на оптоварувањата на фазите**

Бидејќи во нашите среднонапонски мрежи нема монофазни трансформатори среден/низок напон (како што ги има во Северна Америка), различно оптоварени фази на елементите на среднонапонската мрежа (т.е. неурамнотежено оптоварена мрежа) се јавуваат само како последица на голема неурамнотеженост во нисконапонската мрежа. Добро е познато дека еден ист вод има помала загуба на моќност кога е урамнотежено оптоварен отколку кога со истото оптоварување е неурамнотежено оптоварен. Затоа е од голема важност да се настојува (и да се постигне) оптоварувањето на нисконапонската мрежа да биде што е можно поблиску до урамнотеженото.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] M. E. Baran and F. F. Wu: "Optimal Sizing of Capacitors Placed on a Radial Distribution System", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 4, pp. 735-743, January 1989.
- [2] T. Gonen: Electric Power Distribution System Engineering, McGraw-Hill Book Company, 1986.
- [3] Л. Ф. Дмоховскаја, В. П. Ларионов и др. под ред. на Д. В. Разевиг: Техника на висок напон. Енергија, Москва, 1976. (Книга на руски).
- [4] Р. И. Караев, С. Д. Волобринскиј, И. Н. Кобалев: Електрични мрежи и системи. "Транспорт", Москва 1988. (Книга на руски).
- [5] Каталог на производите на Фабриката за кабли „9 мај“ - Неготино.
- [6] N. Katić i P. Mihlic: Određivanje koeficijenta jednovremenosti, XVII savjetovanje elektroenergetičara Jugoslavije, Struga, maj 1985.
- [7] D. Keler, M. Maričević, V. Srb: Elektromonterski priručnik. Tehnička knjiga, Zagreb, 1975.
- [8] E. Lakervi, E. J. Holms: Electricity Distribution Network Design. Peter Peregrinus Ltd, London 1989.
- [9] S. H. Lee and J. J. Grainger: "Optimum Placement of Fixed and Switched Capacitors for Reduction of Losses on Distribution Feeders", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. 100, pp.1105-1118, March 1981.
- [10] А. Љаткоски: „Зависност на загубите во железо од регулацијата на напонот кај дистрибутивните трансформатори“, Стручен информатор 1, ЕМО - Охрид.
- [11] G. Muždeka: Osnovne koncepcije napajanja gradova električnom energijom, CIGRE, Studijski komiteti 21, 22, 31 i 39, Okrugli sto, Snabdevanje gradova električnom energijom, Sarajevo 1987.
- [12] G. Muždeka, Z. Radojević i N. Rajaković: Postupci za izračunavanje i interpretacije faktora jednovremenosti. XVIII savjetovanje elektroenergetičara Jugoslavije, Budva 1987.
- [13] J. Nahman: Uzemljenje neutralne tačke distributivnih mreža. Naučna knjiga, Beograd, 1980.
- [14] M. Ožegović i K. Ožegović: Električne mreže II, Sveučilište u Splitu, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje u Splitu, Split, 1980.
- [15] M. Plaper: Principi optimalnosti u mrežama za prenos i distribuciju električne energije, Zajednica jugoslovenske elektroprivrede - Beograd i Elektroinštitut "Milan Vidmar" - Ljubljana.
- [16] Правила за експлоатација на електрични постројки, Енергоатомиздат, Москва, 1985. (Книга на руски).

- [17] Правилник за техничките нормативи за електрични инсталации за низок напон, Службен лист на СФРЈ, бр. 53/88.
- [18] Правилник за техничките нормативи за проектирање и изведување на електрични приклучоци и ормани во згради. „Службен лист на СФРЈ“ бр. 35/74.
- [19] Prenos i distribucija električne energije - Priručnik, Građevinska knjiga, Beograd, 1964. (Превод од англиски).
- [20] Прирачник за електроснабдување и електрична опрема. Том 1 - Електроснабдување. Под општа редакција на А. А. Федоров. “Енергоатомиздат”, Москва 1986. (Книга на руски).
- [21] Прирачник за електроснабдување на индустриски претпријатија, Индустриски електрични мрежи. Под општа редакција на А. А. Федоров и Г. В. Сербиновскиј. “Енергија”, Москва, 1980. (Книга на руски).
- [22] Д. Рајичиќ, Компјутерски методи за пресметка на стационарни режими на електроенергетските системи, Универзитет „Кирил и Методиј“ - Скопје, Скопје 1985.
- [23] D. Rajcic, R. Ackovski: "Radial Network Node Voltage Calculation", presented at the third IASTED International Conference on High Technology in the Power Industry, Phoenix, Arizona 1988.
- [24] D. Rajčić i R. Ačkovski: "Optimalna kompenzacija radialnih distributivnih mreža dekompozicijom funkcije cilja", XIX savjetovanje elektroenergetičara Jugoslavije, Bled, 1989.
- [25] D. Rajčić, R. Ačkovski: "Rešavanje radialnih distributivnih mreža", XX savjetovanje elektroenergetičara Jugoslavije, Neum, 22-26 april 1991.
- [26] Д. Рајичиќ, Р. Миновски, Р. Ачковски, Р. Талески, А. Димитровски, В. Јанков: „Методологија на пресметка на преодните пренапони и стационарните струи и напони при спој помеѓу фазен спроводник и земјата“. Студија изработена на Електротехничкиот факултет во Скопје за потребите на “Електростопанство на Македонија”. Скопје 1992.
- [27] D. Rajčić, R. Ačkovski, R. Taleski: "Voltage Correction Power Flow", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, April 1994.
- [28] R. Roepel: *Kratkostični tokovi v trifaznih omrežjih*. Univerza Edvarda Kardelja v Ljubljani, Ljubljana 1987. (Превод од германски).
- [29] S. Rusck: *The Simultaneous Demand in Distribution Network Supplying Domestic Consumers*, ASEA, 1956.
- [30] Македонски стандард: Електрични инсталации во згради. Термини и дефиниции. МАС Н.А0.826.
- [31] Македонски стандард: Електрични инсталации во згради. Општи карактеристики и класификација. МАС Н.Б2.730.

- [32] Македонски стандард: Електрични инсталации за низок напон. Барања за сигурност. Заштита од индиректен допир. МАС Н.Б2.741.
- [33] Македонски стандард: Електрични инсталации во згради. Барања за сигурност. Прекуструјна заштита. МАС Н.Б2.743.
- [34] Македонски стандард: Електрични инсталации во згради. Електричен развод. Трајно дозволени струи. МАС Н.Б2.752.
- [35] Македонски стандард: Електрични инсталации во згради. Заземјување и заштитни спроводници. МАС Н.Б2.754.
- [36] Македонски стандард: Електроенергетика. Означување на изолирани водови и кабли. МАС Н.Ц0.006.
- [37] Македонски стандард: Електроенергетика. Бои за означување и системи за обележување жили на кабли и изолирани водови за номинален напон до 1 kV. МАС Н.Ц0.010.
- [38] Македонски стандард: Номинални пресеци и конструкции на спроводници во изолирани кабли. МАС Н.Ц0.015.
- [39] Македонски стандард: Јажиња од алуминиум за надземни водови. МАС Н.Ц1.302
- [40] Македонски стандард: Јажиња од алуминиум и челик за надземни водови. МАС Н.Ц1.351.
- [41] Македонски стандард: Нисконапонски осигурувачи со топлив вметок и голема расклопна моќ за примена во индустрија и слични намени. Општи технички услови. МАС Н.Е5.205.
- [42] Македонски стандард: Нисконапонски осигурувачи со топлив вметок. Дополнителни одредби за осигурувачи за примена во домаќинства и слични намени. МАС Н.Е5.206.
- [43] Tehnička enciklopedija - Tom 4, Jugoslavenski leksikografski zavod, Zagreb 1973.
- [44] R. Cespedes: "New Method for the Analysis of Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.5, No. 1, January 1990.

## ОДГОВОРИ И РЕЗУЛТАТИ

### Поглавје 1

- 1.14.1.а) Сегашното врвно оптоварување на зградата изнесува 103,818 kW или заокружено 104 kW.
- б) По 25 години врвното оптоварување на набљудуваната зграда ќе изнесува 133,139 kW. При зададените услови на толкаво оптоварување соодветствува струја од 210,71 А. Бидејќи таа струја е помала од трајно дозволената струја на кабелот (која изнесува 230 А), може да се констатира дека нема да дојде до струјно преоптоварување на кабелот во разгледуваниот период.
- 1.14.2.а) Сегашното врвно оптоварување на трите згради изнесува 255,895 kW или заокружено 256 kW.
- б) По 25 години врвното оптоварување на трите згради ќе изнесува 328,168 kW. При зададените услови на толкаво оптоварување соодветствува струја од 519,38 А. Од тоа произлегува дека кабелот што треба да обезбеди напојување на зградите за следните 25 години треба да има трајно дозволена струја што не е помала од 520 А.
- 1.14.3. Во зададениот период трансформаторската станица, со трансформатор чија номинална моќност е 630 kVA нема да се преоптовари ако на неа се приклучат најмногу 192 стана. Бидејќи една зграда има 30 стана, произлегува дека на трансформаторската станица не треба да се приклучат повеќе од 6 згради.
- 1.14.4. Врвното оптоварување на зададеното множество станови по 20 години ќе изнесува 344,239 kW, односно 362,357 kVA. Бидејќи со условот на задачата не е дозволено преоптоварување на трансформаторот, произлегува дека номиналната моќност на трансформаторот во напојната трансформаторска станица не треба да биде помала од 363 kVA. Од стандардните трансформатори среден/низок напон што го задоволуваат наведениот услов најмала номинална моќност има трансформатор со номинална моќност од 400 kVA и тој може да биде избран.

### Поглавје 3

- 3.5.1. Разводот е од типот D. При зададените услови трајно дозволената струја на секоја фазна жила на секој од каблите изнесува 115,5 А.
- 3.5.2. Како што беше определено во задачата 1.14.1, по 25 години врвното оптоварување на секоја од зградите ќе изнесува 133,139 kW и на тоа оптоварување ќе му соодветствува струја од 210,7 А. Натаму се определува дека во зададените услови на поставување ќе задоволат кабли чија трајно дозволена струја при

поединечно поставување изнесува 301,0 А. Со тоа од табелата 3.2 прилегува дека може да се избере една од следниве предлог-варијанти:

- ако спроводниците на кабелот се од бакар и ако изолацијата е од умрежен полиетилен, номиналниот напречен пресек на секоја од фазните жили треба да е најмалку 185 mm<sup>2</sup>;
- ако спроводниците на кабелот се од бакар и ако изолацијата е од поливинил-хлорид, номиналниот напречен пресек на секоја од фазните жили треба да е најмалку 300 mm<sup>2</sup>;
- ако спроводниците на кабелот се од алуминиум и ако изолацијата е од умрежен полиетилен, номиналниот напречен пресек на секоја од фазните жили треба да е најмалку 300 mm<sup>2</sup>.

- 3.5.3. а) Разводот е од типот С. За зададените услови ќе одговори кабел чија трајно дозволена струја, при поединечно поставување во средина со температура од 30°C, не е помала од 55,45 А. Од табелата 3.1, колона 6, следува дека барањето го задоволуваат кабли со спроводници од бакар и изолација од умрежен полиетилен, чиј номинален напречен пресек на жилите е најмалку 10 mm<sup>2</sup>.
- б) Разводот е од типот С. За зададените услови ќе одговори кабел чија трајно дозволена струја, при поединечно поставување во средина со температура од 30°C, не е помала од 56,63 А. Од табелата 3.1, колона 4, следува дека барањето го задоволуваат кабли со спроводници од алуминиум и изолација од поливинил-хлорид, чиј номинален напречен пресек на жилите е најмалку 16 mm<sup>2</sup>.
- 3.5.4. а) Разводот е од типот А. За зададените услови ќе одговори кабел кој при поединечно поставување во средина со температура од 30°C има трајно дозволена струја што не е помала од 18,74 А. Од табелата 3.1, колона 2, следува дека барањето го задоволуваат кабли со спроводници од бакар и изолација од поливинил-хлорид, чиј номинален напречен пресек на жилите е најмалку 2,5 mm<sup>2</sup>.
- б) Разводот е од типот А. За зададените услови ќе одговори кабел кој при поединечно поставување во средина со температура од 30°C има трајно дозволена струја што не е помала од 17,92 А. Од табелата 3.1, колона 5, следува дека барањето го задоволуваат кабли со спроводници од алуминиум и изолација од умрежен полиетилен, чиј номинален напречен пресек на жилите е најмалку 2,5 mm<sup>2</sup>.
- 3.5.5. а) Разводот е од типот С. За зададените услови трајно дозволена струја на секој од каблите изнесува 198,32 А.
- б) Одговорот е ист како под а)
- в) Одговорот е ист како под а).

- г) Разводот е од типот D. За зададените услови трајно дозволената струја на секој од каблите изнесува 130,83 A.
- 3.5.6. Каблите за напојување на погоните се поставени во услови што соодветствуваат на развод од типот E. Ефективните вредности на струите на првиот, вториот и третиот погон се: 73,60 A, 64,56 A и 64,56 A, соодветно. Врз основа на тие струи и табелата 3.1 (колона 5) добиваме дека за напојување на секој од погоните задоволува кабел со изолација од поливинил-хлорид и спроводници од алуминиум чиј номинален напречен пресек е најмалку 25 mm<sup>2</sup>. Од нисконапонските собирници во трансформаторската станица среден/низок напон до разводниот орман разводот е од типот D. Ефективната вредност на струјата на таа делница е 188,20 A. (Забелешка: комплексната струја во кабелот за напојување на разводниот орман се добива како сума на комплексните струи на трите погони.) Со помош на табелата 3.2, колона 2, добиваме дека во случај на изолација од поливинил-хлорид и спроводници од алуминиум номиналниот напречен пресек на секој од фазните спроводници на кабелот треба да биде најмалку 185 mm<sup>2</sup>.

## Поглавје 4

- 4.8.1. Процентуалната загуба на напонот во разгледуваниот вод изнесува 2,98%.
- 4.8.2. Процентуалната загуба на напонот во разгледуваниот вод изнесува 2,42%.
- 4.8.3. Земаме дека активната отпорност на каблите е еднаква на онаа што, според табелата П.16, ја имаат каблите од истиот тип само за номинален напон 20 kV. Процентуалната загуба на напонот во разгледуваниот вод изнесува 1,27%.
- 4.8.4. Процентуалната загуба на напонот во разгледуваниот вод изнесува 1,38%.
- 4.8.5. Процентуалната загуба на напонот во разгледуваниот вод изнесува 1,84%.
- 4.8.6. Процентуалната загуба на напонот кај третиот електромотор изнесува 2,58%.
- 4.8.7. Процентуалната загуба на напонот во кабелот при врвното оптоварување на погонот изнесува 1,59%.
- 4.8.8. Во зададените услови процентуалната загуба на напонот во кабел од дадениот тип нема да биде поголема од 5% доколку неговата должина не е поголема од 107,3 m.
- 4.8.9. За да се постигне процентуалната загуба на напонот во изолираниот спроводник да не биде поголема од 3%, неговата должина не смее да биде поголема од 105 m.
- 4.8.10. Процентуалната загуба на напонот кај последната светилка изнесува 1,57%.
- 4.8.11. Процентуалната загуба на напонот кај последната светилка изнесува 1,47%.
- 4.8.12. Процентуалната загуба на напонот во водот изнесува 8,8%.



4.8.13. Должината на водот изнесува 202 m.

## Поглавје 5

- 5.5.1. а) Процентуалната загуба на активната моќност во водот изнесува 4,68%.  
б) Процентуалната загуба на активната моќност во водот изнесува 4,87%.  
в) Процентуалната загуба на активната моќност во водот изнесува 5,09%.
- 5.5.2. Процентуалната загуба на активната моќност во водот изнесува 3,11%.
- 5.5.3. а) Со помош на равенката (5.2) добиваме дека процентуалната загуба на активната моќност во водот изнесува 1,47%.  
б) Со помош на равенката (5.8) се пресметува дека процентуалната загуба на активната моќност во водот изнесува 5,14%.  
в) Со помош на равенката (5.9) може да се пресмета дека процентуалната загуба на активната моќност во водот изнесува 1,33%.
- 5.5.4. а) За зададените услови односот помеѓу процентуалната загуба на активната моќност во водот и процентуалната загуба на напонот во него изнесува 0,9857.  
б) За зададените услови односот помеѓу процентуалната загуба на активната моќност во водот и процентуалната загуба на напонот во него изнесува 0,6659.
- 5.5.5. а) За зададените услови односот помеѓу процентуалната загуба на активната моќност во водот и процентуалната загуба на напонот во него изнесува 0,8835.  
б) За зададените услови односот помеѓу процентуалната загуба на активната моќност во водот и процентуалната загуба на напонот во него изнесува 0,7501.

## Поглавје 6

- 6.4.1. а) При трифазна куса врска на нисконапонските собирници на вториот трансформатор ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на кусата врска изнесува 4,50 kA, а ударната струја е 7,52 kA.  
б) Ако при пресметката на ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на еднофазната куса врска кај нисконапонските собирници на вториот трансформатор не се занемарат отпорностите на среднонапонскиот вод и трансформаторот висок/среден напон, за вредноста на таа струја ќе се добие дека изнесува 6,30 kA.

- в) Кога при пресметката на ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на еднофазната куса врска кај нисконапонските собирници на вториот трансформатор се занемарат отпорностите на среднонапонскиот вод и трансформаторот висок/среден напон, за вредноста на таа струја ќе се добие дека изнесува 7,64 kA.
- 6.4.2. а) При трифазна куса врска на крајот на првиот нисконапонски кабел ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на кусата врска изнесува 3,96 kA.
- б) При двофазна куса врска на крајот на првиот нисконапонски кабел ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на кусата врска изнесува 3,43 kA.
- в) При еднофазна куса врска на крајот на првиот нисконапонски кабел ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на кусата врска изнесува 4,08 kA ако не се занемарат отпорностите на среднонапонскиот вод и на трансформаторот висок/среден напон, односно изнесува 4,67 ако наведените отпорности се занемарат.
- г) При трифазна куса врска на крајот на вториот нисконапонски кабел ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на кусата врска изнесува 3,29 kA.
- д) При двофазна куса врска на крајот на вториот нисконапонски кабел ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на кусата врска изнесува 2,85 kA.
- ѓ) При еднофазна куса врска на крајот на вториот нисконапонски кабел, ако не се занемарат отпорностите на среднонапонскиот вод и трансформаторот висок/среден напон, за ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на кусата врска се добива вредноста 2,26 kA. Меѓутоа, ако отпорностите на наведените елементи се занемарат, за бараната ефективна вредност на струјата при еднофазна куса врска ќе се добие дека изнесува 2,43 kA.
- 6.4.3. а) При трифазна куса врска на приклучоците на асинхрониот мотор уделот на мрежата во ефективната вредност на резултантната периодична компонента на струјата на кусата врска изнесува 2,05 kA, а уделот на асинхрониот мотор изнесува 0,45 kA. Ефективната вредност на резултантната периодична компонента на струјата на кусата врска изнесува 2,50 kA. Резултантната вредност на ударната струја изнесува 3,56 kA, при што уделот на мрежата изнесува 2,91 kA, а уделот на асинхрониот мотор изнесува 0,65 kA.
- б) При двофазна куса врска на приклучоците на асинхрониот мотор не се зема предвид влијанието на моторот и ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на кусата врска изнесува 1,77 kA.

- в) При еднофазна куса врска на приклучоците на асинхрониот мотор не се зема предвид влијанието на моторот. Ефективната вредност на периодичната компонента на струјата на кусата врска изнесува 0,95 кА.

## Поглавје 8

- 8.3.1. Зададениот кабел може струјата на куса врска со ефективна вредност 2000 А да ја поднесе за време од 0,189 s. Од друга страна, со помош на дијаграмот на сликата П.6 може да се определи дека осигурувачот со номинална струја на топливиот вметок од 63 А ќе ја исклучи струјата од 2000 А за време од 0,01 s. Бидејќи времето на дејствувањето на заштитата е покусо од времето за кое кабелот може да ја поднесе струјата на кусата врска, може да се заклучи дека заштитата на кабелот од струја на куса врска со ефективна вредност од 2000 А е ефикасна.
- 8.3.2. Зададениот кабел струјата на куса врска со ефективна вредност 2600 А може да ја поднесе за време од 0,506 s. Од друга страна, со помош на дијаграмот на сликата П.4 може да се определи дека осигурувачот со номинална струја на топливиот вметок од 100 А ќе ја исклучи струјата од 2600 А за време од 0,018 s. Бидејќи времето на дејствувањето на заштитата е покусо од времето за кое кабелот може да ја поднесе струјата на кусата врска, може да се заклучи дека заштитата на кабелот од струја на куса врска со ефективна вредност од 2600 А е ефикасна.
- 8.3.3. На почетокот на кабелот за напојување на вториот мотор треба да се постави осигурувач што нема да дејствува при пуштање на моторот во работа, но ќе обезбеди ефикасна заштита од куса врска. Номиналната струја на вториот мотор изнесува 24,33 А. Натаму, од равенката (8.1), за  $\alpha=2,5$  следува дека номиналната струја на топливиот вметок, поставен на почетокот на кабелот за напојување на вториот мотор, не треба да биде помала од 58,40 А. Оттука произлегува дека на почетокот на наведениот кабел може да се избере вметок со номинална струја од 63 А. Бидејќи трајно дозволената струја на кабелот може да биде помала од 63 А, но не помала од 24,33 А, имајќи предвид дека кабелот е поставен со уште еден таков кабел на неперфорирана полица во средина со температура од 35°C, произлегува дека треба да се избере кабел чија трајно дозволена струја при поединечно поставување во средина со температура од 30°C изнесува најмалку 30,5 А. Бидејќи заштитата од преоптоварување се обезбедува со други средства, сите кабли ќе ги димензионираме врз основа на предвидена струја на стационарен погон. Усвојувајќи 20% резерва, ќе сметаме со струја на стационарен погон од 36,6 А. Врз основа на тој податок, бидејќи разводот е од типот С, од табелата 3.1 следува дека наведениот услов го исполнуваат каблите со спроводници од бакар и изолација од поливинил-хлорид чиј номинален напречен пресек е најмалку 6 mm<sup>2</sup>. Истото важи и за кабелот преку кој се напојува третиот мотор.

Струјата на стационарниот погон во кабелот помеѓу првата разводна табла и втората разводна табла е 48,666 А. Усвојувајќи 20% резерва, ќе сметаме дека струјата меродавна за димензионирање на овој кабел изнесува 58,40 А. Разводот е од типот D и од табелата 3.2 следува дека на таа делница може да се земе кабел со изолација од поливинил-хлорид и спроводници од бакар чиј напречен пресек е најмалку 16 mm<sup>2</sup>. Но, бидејќи на каблите што излегуваат од втората разводна табла се предвидени осигурувачи со номинални струи на топливите вметоци од 63 А заради обезбедување селективност на заштитата, на почетокот на кабелот помеѓу првата и втората разводна табла треба да се постави осигурувач со номинална струја на топливиот вметок од 125 А.

Струјата на стационарниот погон во кабелот помеѓу нисконапонските собирници во трансформаторската станица и првата разводна табла е со ефективна вредност 84,356 А. Земајќи 20% резерва можеме да сметаме дека струјата меродавна за димензионирање на овој кабел изнесува 101,23 А. Разводот е од типот D и од табелата 3.2 следува дека задоволува кабел со изолација од поливинил-хлорид и спроводници од бакар чиј напречен пресек е најмалку 35 mm<sup>2</sup>. На почетокот на односниот кабел би можел да се одбере осигурувач со номинална струја на топливиот вметок од 100 А. Но, заради обезбедување осигурувачот да не прегори при пуштање на мотор со најголема струја на пуштање, номиналната струја на топливиот вметок треба да ја задоволува релацијата:

$$I_{\text{в.ном.}} \geq \frac{I_{\text{м1.пушт}}}{2,5} + 48,666 = \frac{6 \cdot 35,919}{2,5} + 48,666 = 134,872 \text{ А.}$$

Меѓутоа, бидејќи на еден од каблите што поаѓа од првата разводна табла е предвиден осигурувач со номинална струја на топливиот вметок од 125 А заради обезбедување селективност на заштитата од куса врска, на почетокот на кабелот помеѓу нисконапонските собирници во трансформаторската станица и првата разводна табла треба да се постави осигурувач со номинална струја на топливиот вметок од 250 А.

Со усвоените кабли загубата на напонот кај вториот мотор изнесува 1,8%.

## Поглавје 10

- 10.9.1. Во примерот 6.3.1. е определено дека струјата на кусата врска кај моторот (т.е. во точката означена со  $\Gamma$ ) изнесува 8,084 kA. Притоа е сметано со  $U = 1,05 \cdot U_{\text{ном.}}$ . Како што беше наведено во потпоглавјето 10.2, кога струјата на грешката се определува за да се провери ефикасноста на заштитата од индиректен допир, треба да се смета со  $U = U_{\text{ном.}}$ . Така, за потребите на оваа задача, струјата на еднофазната куса врска кај моторот може едноставно да се пресмета користејќи го резултатот добиен во примерот 6.3.1, т.е. може да се напише:

$$I_{f(1)} = \frac{380}{400} \cdot 8,084 = 7,680 \text{ kA.}$$

Од дијаграмот на сликата П.1 (во Прилогот) произлегува дека заданиот топлив вметок таа струја ќе ја прекине за време што не е подолго од 0,02 s. Тоа време е во согласност со најдолгото време за кое во TN-системите, при куса врска помеѓу еден од фазните спроводници и изложените спроводни делови на моторот заштитата од индиректен допир треба автоматски да го исклучи напојувањето. Во случајот кога моторот, како непренослива опрема, би бил напојуван од разводна табла од која се напојува и друга опрема која е пренослива и за која се бара времето на исклучување според стандардот [32] (наведено и во табелата 10.1), без оглед на други околности, при номинален напон на инсталацијата во однос на земјата од 220 V, стандардот [32] не предвидува заштитата од индиректен допир да мора да исклучува за време што е покусо од 0,4 s. Врз основа на тоа, во конкретниот случај може да се заклучи дека е ефикасна избраната заштита од индиректен допир со автоматско исклучување на напојувањето.

- 10.9.2. Во случај на TT-систем, ако заштитата од индиректен допир е со автоматско исклучување на напојувањето при пробив на изолацијата помеѓу фазниот спроводник и изложените спроводни делови на рефлекторот, заштитата треба да дејствува во време што не е подолго од 5 s. Од дијаграмот на сликата П.5 произлегува дека за топлив вметок од типот **gI** со номинална струја 10 A времето на дејствување нема да биде подолго од 5 s доколку интензитетот на струјата не е помал од 47 A. Но, при помалите струи потенцијалот на изложените спроводни делови на рефлекторот не треба да биде повисок од 50 V. Кога се соберат активните отпорности на спроводниците за поврзување од изложените спроводни делови на рефлекторот до заземјувачот и преодната отпорност на заземјувачот, сумарната отпорност која ја означуваме со  $R_A$  треба да го задоволи условот:

$$R_A \leq \frac{50}{47} = 1,064 \text{ A .}$$

## Поглавје 13

- 13.12.1. а) Тргувајќи од равенката (13.32), се добива дека големината на загубата на активната моќност во водот поради постоење на реактивна струја во него изнесува 13,640 kW.
- б) Од равенките (13.39) и (13.45) се добива дека бараната вредност на струјата на кондензаторската батерија изнесува 66,67 A. Натаму, бидејќи  $k = 1/5$ , од равенките (13.40) и (13.46) произлегува дека кондензаторската батерија треба да се инсталира на 2 km од почетокот на водот.

- в) Во овој случај од равенката (13.39) следува дека  $\epsilon = 0,5$ . За да се определи локацијата на дадената кондензаторска батерија, ќе се тргне од изразот на десната страна на равенката (13.42). Во тој израз единствената променлива е релативното растојание на кондензаторската батерија од почетокот на водот. Третирајќи го тој израз како функција од една променлива, не е тешко да се определи дека нејзиниот максимум се добива во случај кога релативното растојание на кондензаторската батерија од почетокот на водот изнесува  $15/16$ . Натаму, со помош на равенката (13.38), добиваме дека за постигнување на наведеното барање зададената кондензаторска батерија треба да се инсталира на локација која е на растојание  $2,25 \text{ km}$  од почетокот на водот.
- 13.12.2. Бидејќи  $\epsilon = k = 1/5$ ,  $a = 25/31$  и  $n = 2$ , од равенките (13.66) и (13.39) се добива дека струјата на секоја од бараните кондензаторски батерии треба да биде еднаква на  $40 \text{ A}$ . Потоа, од равенките (13.67) и (13.38), се добива дека првата од нив треба да се постави на крајот на водот, а втората треба да се постави на неговата средина. Конечно, со помош на равенката (13.68), се добива дека постигнатото релативно намалување на загубата на активната моќност во однос на состојбата пред компензацијата изнесува  $30/31$ , т.е.  $0,9677$ .
- 13.12.3. а) Според равенката (13.32) добиваме дека загубата на активната моќност во водот поради постоење реактивна струја во него изнесува  $13,031 \text{ kW}$ .
- б) Од равенките (13.45) и (13.39) произлегува дека најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност поради постоење реактивна компонента на струјата во водот, се постигнува кога струјата на кондензаторската батерија изнесува  $80 \text{ A}$  и кога батеријата е инсталирана на растојание  $1,455 \text{ km}$  од почетокот на водот. По компензацијата постигнатото релативно намалување на загубата на активната моќност во водот изнесува  $0,8894$ , а загубата изнесува  $1,441 \text{ kW}$ .
- в) Во овој случај загубата на активната моќност во водот поради постоење реактивна струја во него изнесува  $3,071 \text{ kW}$ .
- 13.12.4. При компензација со две еднакви кондензаторски батерии најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност поради постоење реактивна струја во водот се постигнува ако струјата на секоја од кондензаторските батерии изнесува  $80 \text{ A}$ . Релативните растојанија на кондензаторските батерии од почетокот на водот треба да бидат: на првата  $0,8$  и на втората  $0,4$ . На тој начин се постигнува релативно намалување на загубата на активната моќност во износ  $0,9600$ .
- 13.12.5. За да се постигне најголемо релативно намалување на загубата на активната моќност поради постоење реактивна струја во водот при компензација со една кондензаторска батерија, нејзината струја треба да изнесува  $160 \text{ A}$  и таа треба да биде поставена на растојание од  $320 \text{ m}$  од почетокот на водот.

- 13.12.6. а) Номиналната моќност на кондензаторската батерија со која се постигнува најголема заштеда изнесува 1 187,296 kvar. Во тој случај, односот помеѓу постигнатата годишна заштеда и просечната годишна цена на еден киловатчас електрична енергија е 10 157 kWh.
- б) При зададените услови се добива дека односот помеѓу постигнатата годишна заштеда и просечната годишна цена на еден киловатчас електрична енергија изнесува 10 146 kWh.
- в) Ако за компензација се користи кондензаторска батерија со моќност 1 500 kvar, односот помеѓу постигнатата годишна заштеда и просечната годишна цена на еден киловатчас електрична енергија изнесува 5 287 kWh.
- 13.12.7. За да се намали загубата на моќност во водот за 10%, факторот на моќност на оптоварувањето треба да се промени од 0,9 на 0,94868.

## **П Р И Л О Г**



Табела П.1

Симбол	Вид заштита од корозија врз метален плашт
01	Влакна импрегнирани со компаунд-маса
02	Текстилен оплет импрегниран со компаунд-маса
03	Плашт од полиетилен
04	Плашт од поливинил-хлорид-маса

Табела П.2

Симбол	Механичка заштита од челични ленти	Заштита од корозија
10	Омот од две челични ленти	Премачкување со компаунд-маса
11	Омот од две челични ленти	Премачкување со битумен-лак
12	-	-
13	Омот од две челични ленти	Влакна импрегнирани со компаунд-маса
14	Омот од две челични ленти	Плашт од поливинил-хлорид-маса
15	Омот од две челични ленти	Плашт од полиетилен
16	Омот од две челични ленти	Плашт од еластомер

Табела П.3

Симбол	Механичка заштита од тркалезни жици	Заштита од корозија
20	-	-
21	Омот од поцинкувани тркалезни челични жици и завојница од челична поцинкувана лента	-
22	Омот од поцинкувани тркалезни челични жици и завојница од челична поцинкувана лента	Плашт од полиетилен
23	Омот од поцинкувани тркалезни челични жици	Влакна импрегнирани со компаунд-маса
24	Омот од поцинкувани тркалезни челични жици	Плашт од поливинил-хлорид-маса
25	Омот од поцинкувани тркалезни челични жици и завојница од поцинкувана челична лента	Плашт од поливинил-хлорид-маса
26	Омот од два слоја поцинкувани тркалезни челични жици	Влакна импрегнирани со компаунд-маса
27	Омот од два слоја поцинкувани тркалезни челични жици	Плашт од поливинил-хлорид-маса
28	Оплет од поцинкувани тркалезни челични жици	Премачкување со незапалив лак во боја
29	Омот од алуминиумски тркалезни жици	Плашт од поливинил-хлорид-маса

Табела П.4

Симбол	Механичка заштита од плоскати челични или специјални алуминиумски тркалезни жици	Заштита од корозија
30	-	-
31	Омот од поцинкувани плоскати челични жици и завојница од челична лента	-
32	-	-
33	Омот од поцинкувани плоскати челични жици	Влакна импрегнирани со компаунд-маса
34	-	-
35	Омот од поцинкувани плоскати челични жици и завојница од челична поцинкувана лента	Плашт од поливинил-хлорид-маса
36	Омот од специјални алуминиумски тркалезни жици	Слој од импрегнирано предено од јута
37	Омот од специјални тркалезни алуминиумски жици и завојница од алуминиумска лента	Плашт од поливинил-хлорид-маса

Табела П.5

Симбол	Елементи на конструкцијата под надворешниот плашт од термопластична маса
40	Концентричен проводник поставен врз јадрото на кабелот во вид на омот или оплет од метални жици, односно омот од метални ленти
41	Омот од две челични ленти
42	Оплет од поцинкувани тркалезни челични жици врз внатрешен плашт од поливинил-хлорид-маса
43	Оплет од поцинкувани профилни челични жици
44	Омот од поцинкувани тркалезни челични жици и завојница од поцинкувана лента
45	Омот од поцинкувани плоскати челични жици и завојница од челична поцинкувана лента
46	-
47	Електрична заштита поставена врз јадрото на кабелот во вид на омот или оплет од метални жици, односно омот од метални ленти
48	Електрична заштита поставена околу секоја жила одделно во вид на омот или оплет од метални жици, односно омот од метални ленти
49	-

Табела П.6

Симбол	Елементи на конструкцијата под надворешниот плашт од еластомер
50	Внатрешен плашт од гума *
51	Средиште и внатрешен плашт од гума *
52	-
53	Електрична заштита од метален оплет или омот околу секоја жила одделно и внатрешен плашт од гума *
54	-
55	Концентричен заштитен проводник од метален оплет или омот врз внатрешен плашт од гума
56	-
57	-
58	Внатрешен плашт од гума; скратен чекор на впредување на жилите
59	-

\* Внатрешниот и надворешниот плашт можат да се изработуваат во еден слој

Табела П.7

Симбол	Елементи на конструкцијата под надворешен плашт од еластомер
60	Заштитен проводник впреден заедно со фазните проводници
61	Заштитен проводник рамномерно распореден во меѓупросторот на жилите; внатрешен плашт од гума *
62	Командни и контролни жици поставени во меѓупросторот на фазните жили; внатрешен плашт од гума *
63	Командни и контролни жици поставени во меѓупросторот на фазните жили; заштитен спроводник поставен концентрично врз внатрешниот плашт
64	Заштитен и контролен проводник концентрично поставен врз внатрешниот плашт од гума
65	Заштитен и контролен проводник концентрично поставен врз внатрешниот плашт од слабоспроводна гума

\* Внатрешниот и надворешниот плашт можат да се изработуваат во еден слој

Табела П.8

Симбол	Елементи на конструкцијата под зајакнат плашт од еластомер
70	Средиште од гума; без внатрешен плашт
71	Средиште од гума; заштитен проводник и внатрешен плашт од гума*
73	Средиште од гума; електрична заштита во вид на оплет или омот околу секоја жила и внатрешен плашт од гума*
74	Средиште од гума; електрична заштита концентрично поставена врз внатрешниот плашт од гума
75	-
76	-
77	-
78	Средиште од гума; слабопроводни слоеви околу секоја жила; во меѓупросторите на жилите поставени заштитни жили; внатрешен плашт од гума

\* Внатрешниот и надворешниот плашт можат да се изработуваат во еден слој

Табела П.9

Симбол	Елементи на конструкцијата и електричната заштита под надворешен плашт од термопластичен материјал или еластомер
80	Концентричен проводник распределен околу секоја жила одделно
81	Електрична заштита околу секоја жила одделно; пополнување и омот од две челични ленти
82	Електрична заштита поставена концентрично врз јадрото на кабелот; омот од две челични ленти
83	-
84	Електрична заштита околу секоја жила одделно; пополнување; омот од поцинкувани тркалезни челични жици и завојница од поцинкувана челична лента
85	Електрична заштита околу секоја жила одделно; пополнување; омот од поцинкувани плоскати челични жици и завојница од поцинкувана челична лента
86	Електрична заштита поставена концентрично врз јадрото на кабелот; омот од поцинкувани тркалезни челични жици и завојница од поцинкувана челична лента
87	Електрична заштита поставена концентрично врз јадрото на кабелот; омот од поцинкувани плоскати челични жици и завојница од поцинкувана челична лента

Табела П.10

Симбол	Елементи на конструкцијата и електрична заштита врз надворешен плашт од термопластичен материјал или еластомер
90	Електрична заштита поставена концентрично врз надворешниот плашт
91	Дополнителна електрична заштита поставена концентрично врз надворешниот плашт
92	-

Табела П.11. Податоци за некои надземни водови

Номинален напон kV	Номинален напречен пресек mm <sup>2</sup>	Редна активна отпорност Ω/km *	Редна реактивна отпорност Ω/km	Напречна суцептанција μS/km	Генерирана реактивна моќност kvar/km
0,4	25-Al	1,1808	0,34		
0,4	35-Al	0,8332	0,33		
0,4	50-Al	0,5786	0,32		
10	25/4-Al/Č	1,2028	0,38	2,87	0,29
10	35/6-Al/Č	0,8353	0,37	2,96	0,30
10	50/8-Al/Č	0,5946	0,36	3,04	0,30
20	35/6-Al/Č	0,8353	0,39	2,81	1,12
20	50/8-Al/Č	0,5946	0,38	2,88	1,15
20	70/12-Al/Č	0,4130	0,36	3,04	1,22
35	50/8-Al/Č	0,5946	0,40	2,74	3,35
35	70/12-Al/Č	0,4130	0,39	2,81	3,44
35	95/15-Al/Č	0,3058	0,38	2,88	3,53
110	150/25-Al/Č	0,1939	0,41	2,67	32,3
110	240/40-Al/Č	0,1188	0,40	2,74	33,1
110	360/57-Al/Č	0,08014	0,39	2,81	34,0

\* Забелешки:

1. Податоците за активните отпорности на јажињата од алучел се земено од [40] и тие се однесуваат на температурата од 20°C.
2. Податоците за активните отпорности на јажињата од алуминиум се земено од [39] и тие се однесуваат на температурата од 20°C.

Табела П.12. Некои параметри на нисконапонски кабли \*

Номинален напречен пресек mm <sup>2</sup>	Најголема активна отпорност на спроводниците при еднонасочна струја и при температура од 20°C				Индуктивност на трижилни неармирани кабли со округли спроводници	
	Бакар		Алуминиум		Изолација поливинил-хлорид mH/km	Изолација умрежен полиетилен mH/km
	Едножилен кабел Ω/km	Повеќежилен кабел Ω/km	Едножилен кабел Ω/km	Повеќежилен кабел Ω/km		
1,5	11,9	12,1	-	-	0,341	0,327
2,5	7,14	7,28	-	-	0,316	0,304
4	4,47	4,56	7,39	7,54	0,318	0,287
6	2,97	3,03	4,91	5,01	0,296	0,270
10	1,77	1,81	2,94	3,00	0,277	0,254
16	1,12	1,14	1,85	1,89	0,262	0,243
25	0,708	0,722	1,18	1,20	0,252	0,244
35	0,514	0,524	0,859	0,876	0,244	0,231
50	0,379	0,387	0,628	0,641	0,243	0,229
70	0,262	0,268	0,435	0,443	0,235	0,226
95	0,189	0,193	0,313	0,320	0,234	0,221
120	0,150	0,153	0,248	0,253	0,229	0,220
150	0,122	0,124	0,202	0,206	0,230	0,221
185	0,0972	0,0991	0,161	0,164	0,224	0,222
240	0,0740	0,0754	0,122	0,125	0,228	0,220
300	0,0590	0,0601	0,0976	0,100	0,227	0,218

\* Податоците се земено од каталогот за кабли на Фабриката „9. Мај“ - Неготино [5].

Табела П.13. Податоци за енергетски кабли од типот IPO 13 за номинален напон 10 kV [26]

Номинален пресек mm <sup>2</sup>	Активна отпорност*		Реактанција Ω/km	Погонски капацитет μF/km
	Бакар Ω/km	Алуминиум Ω/km		
3×50	0,387	0,641	0,094	0,33
3×70	0,268	0,443	0,089	0,38
3×95	0,193	0,320	0,085	0,42
3×120	0,159	0,253	0,082	0,46
3×150	0,124	0,206	0,080	0,50
3×185	0,099	0,164	0,079	0,55
3×240	0,075	0,125	0,076	0,62

\* На температура од 20°C.

Табела П.14. Податоци за енергетски кабли од типот PP 41 за номинален напон 10 kV [26]

Номинален пресек mm <sup>2</sup>	Активна отпорност*		Реактанција Ω/km	Погонски капацитет μF/km
	Бакар Ω/km	Алуминиум Ω/km		
3×50	0,387	0,641	0,121	0,423
3×70	0,268	0,443	0,115	0,458
3×95	0,193	0,320	0,112	0,489
3×120	0,159	0,253	0,108	0,520
3×150	0,124	0,206	0,105	0,545
3×185	0,099	0,164	0,104	0,558
3×240	0,075	0,125	0,100	0,601

\* На температура од 20°C.

Табела П.15. Податоци за енергетски кабли од типот XHP 48 за номинален напон 10 kV [26]

Номинален пресек mm <sup>2</sup>	Активна отпорност*		Реактанција Ω/km	Погонски капацитет μF/km
	Бакар Ω/km	Алуминиум Ω/km		
3×50	0,387	0,641	0,107	0,255
3×70	0,268	0,443	0,101	0,290
3×95	0,193	0,320	0,096	0,327
3×120	0,159	0,253	0,094	0,346
3×150	0,124	0,206	0,092	0,375
3×185	0,099	0,164	0,089	0,410
3×240	0,075	0,125	0,086	0,454

\* На температура од 20°C.

Табела П.16. Податоци за трифазни кабелски водови изведени со едножилни кабли од типот ХНР 48 - за номинален напон 20 kV [26]

Номинален пресек mm <sup>2</sup>	Активна отпорност*		Реактанција Ω/km		Погонски капацитет μF/km
	Бакар Ω/km	Алуминиум Ω/km	Каблите поставени во: триаголник <sup>#</sup>   рамнина <sup>@</sup>		
3×1×50	0,387	0,641	0,135	0,149	0,176
3×1×70	0,268	0,443	0,128	0,142	0,189
3×1×95	0,193	0,320	0,119	0,134	0,218
3×1×120	0,159	0,253	0,115	0,129	0,238
3×1×150	0,124	0,206	0,110	0,125	0,257
3×1×185	0,099	0,164	0,109	0,123	0,267
3×1×240	0,075	0,125	0,104	0,119	0,290

\* На температура од 20°C.

# Трите едножилни кабли се поставени така што во секој пресек нормален на оските на каблите секој кабел се допира со другите два.

@ Трите кабли се поставени во една рамнина. Растојанието помеѓу соседните кабли е еднакво на надворешниот дијаметар на кабелот.

Табела П.17. Податоци за трансформатори среден/низок напон\*

Номинална моќност kVA	Преносен однос kV/kV	Напон на куса врска %	Загуби во празен од W	Загуби поради оптоварување W	Спрега
50	10(20)/0,4	4	190	1050	Yzn5
100	10(20)/0,4	4	320	1750	Yzn5
160	10(20)/0,4	4	460	2350	Yzn5
250	10(20)/0,4	4	650	3250	Dyn5
400	10(20)/0,4	4	930	4600	Dyn5
630	10(20)/0,4	4	1300	6500	Dyn5
1000	10(20)/0,4	6	1750	13500	Dyn5
1600	10(20)/0,4	6	2550	19800	Dyn5

\* Според каталогот: „Енергетски трансформатори 12-24 kV 50-1600 kVA“ на ЕМО - Охрид.

Табела П.18. Податоци за трансформатори со горен напон 35 kV\*

Номинална моќност kVA	Преносен однос kV/kV	Напон на куса врска %	Загуби во празен од kW	Загуби поради оптоварување kW	Спрега
100	35/0,4	6	0,38	2,30	Yzn5
250	35/0,4	6	0,65	4,60	Yzn5
400	35/0,4	6	0,90	6,45	Yyn0
630	35/0,4	6	1,26	9,30	Yyn0
1000	35/0,4	6	1,95	11,2	Yyn0
1600	35/10,5	6	2,7	17,5	Yyn0
2500	35/10,5	6	3,8	24	YNd5
4000	35/10,5	6	5,5	33	YNd5
6300	35/10,5	6	7,8	46	YNd5
8000	35/10,5	7	9,4	54	YNd5
10000	35/10,5	10	11	63	YNd5
12500	35/10,5	10	13	77	YNd5
16000	35/10,5	12	14	100	YNd5

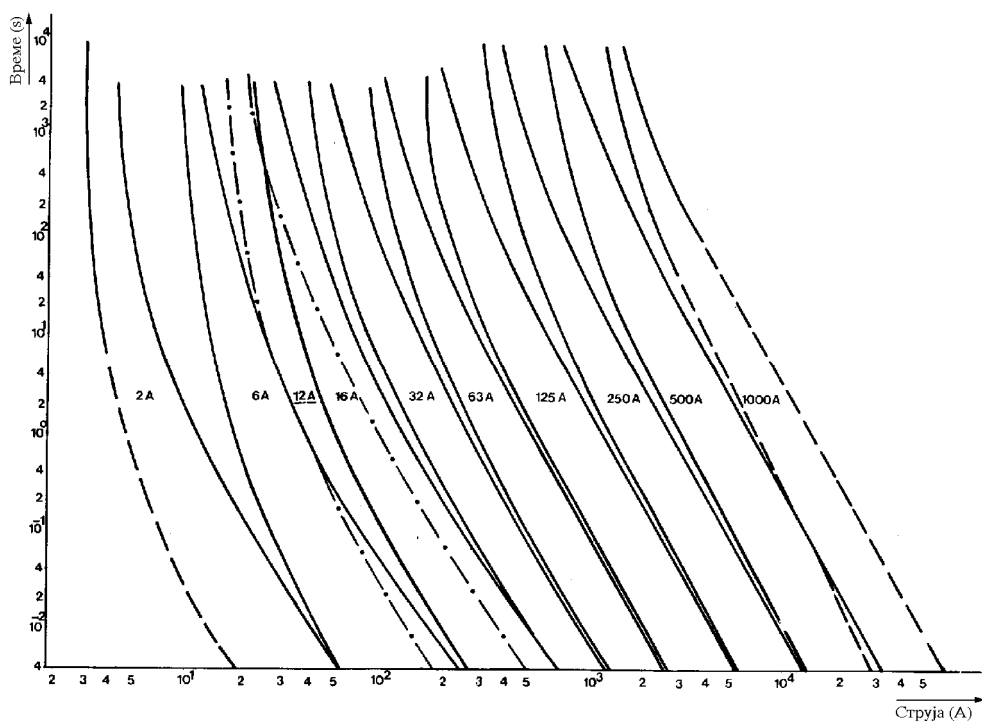
\* Според каталогот: “Трофазни трансформатори, Niz 2TBN-38”, “Rade Končar” - Zagreb.

Табела П.19. Податоци за трансформатори со горен напон 110 kV\*

Номинална моќност			Напон			Напон на куса врска			Празен од		Загуби поради оптоварување kW
П** MVA	С** MVA	Т** MVA	П kV	С kV	Т kV	П/С %	П/Т %	С/Т %	струја %	загуби kW	
16	16	5,3	110	36,75	10,5	8,8	8,8	5,6	0,8	22	84
20	20	6,67	110	36,75	10,5	11	11	7	0,8	22	130
20	20	6,67	110	21/10,5	10,5	11	11	7	0,8	22	130
20	20	6,67	110	21/10,5	10,5	11	12,3	7,7	0,8	22	123
20	13,4	13,4	110	36,75	10,5	8,5	11	7	0,8	22	90
31,5	31,5	10,5	110	36,75	10,5	11	11	7	0,7	30,5	178
31,5	31,5	10,5	110	10,5	10,5	11	11	7	0,7	30,5	178
31,5	31,5	10,5	110	21/10,5	10,5	11	11	7	0,7	30,5	178
31,5	31,5	10,5	110	21/10,5	10,5	14	15	9,5	0,7	30,5	165
31,5	31,5	10,5	110	21	10,5	14	7,3	1,8	0,7	28,5	166
31,5	-	31,5	110	-	10,5	-	11	-	0,7	30,5	178
31,5	-	31,5	110	-	6,3	-	11	-	0,7	30,5	178
40	40	13,3	110	36,75	10,5	11	11	7	0,6	36	211
40	40	13,3	110	21/10,5	10,5	11	11	7	0,6	36	211
63	63	21	110	36,75	10,5	11	11	7	0,5	50	297

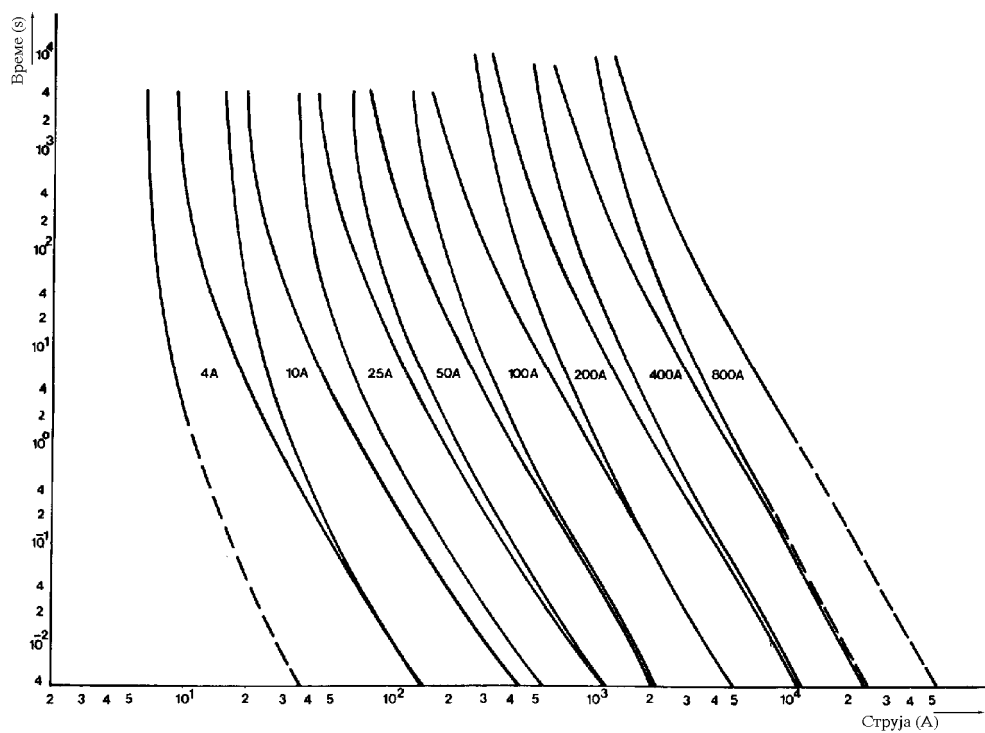
\* Според каталогот: "Trofazni regulacioni transformatori, Niz TRP-123", "Rade Končar" - Zagreb.

\*\* П - примарна намотка; С - секундарна намотка; Т - терциерна намотка.

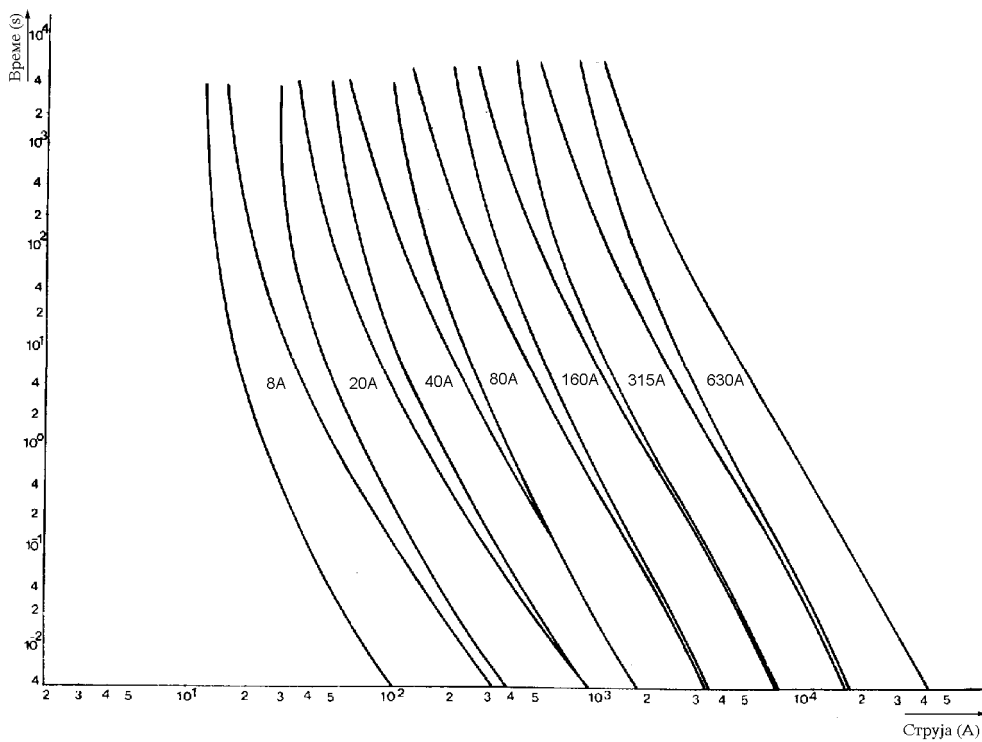


Слика П.1 Карактеристики време/струја за топливите вметоци со голема расклопна моќ, со номинална струја од 2, 6, 12, 16, 32, 63, 125, 250 500 и 1000 А (тип FNV "Energoinvest")

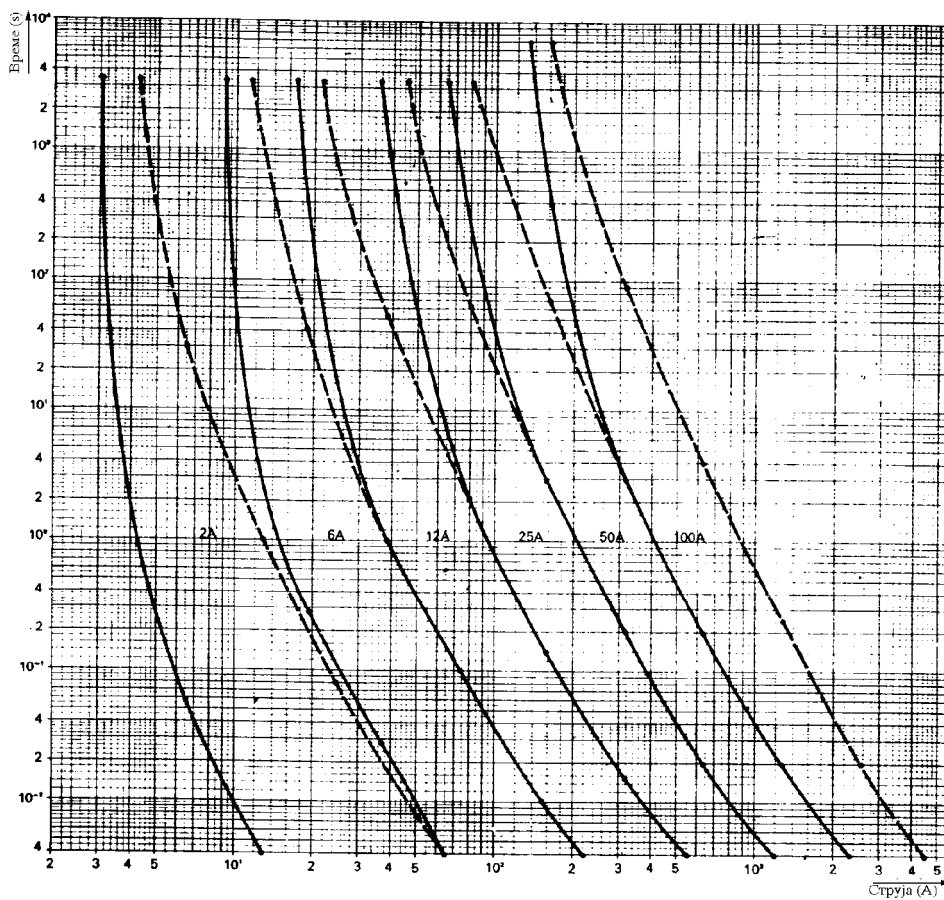




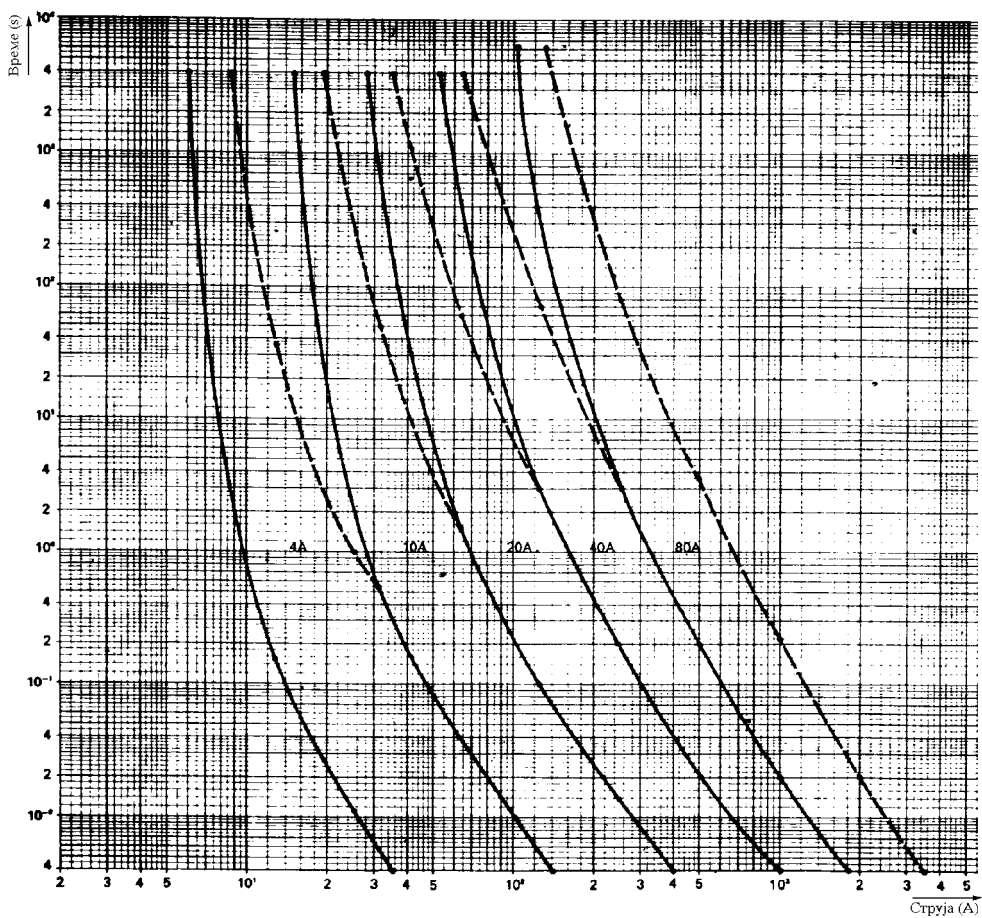
Слика П.2 Карактеристики време/струја за топливите вметоци со голема расклопна моќ, со номинална струја од 4, 10, 25, 50, 100, 200 400 и 800 А (тип FNV "Energoinvest")



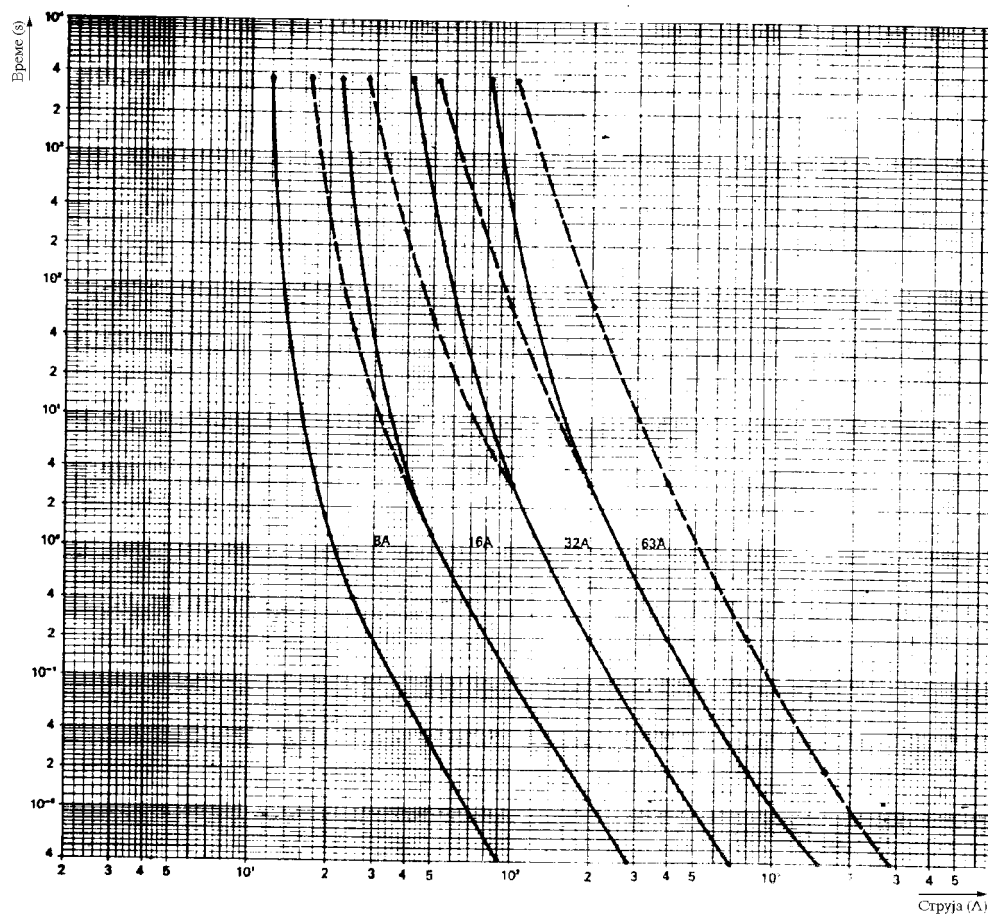
Слика П.3 Карактеристики време/струја за топливите вметоци со голема расклопна моќ, со номинална струја од 8, 20, 40, 80, 160, 315 и 630 А (тип FNV "Energoinvest")



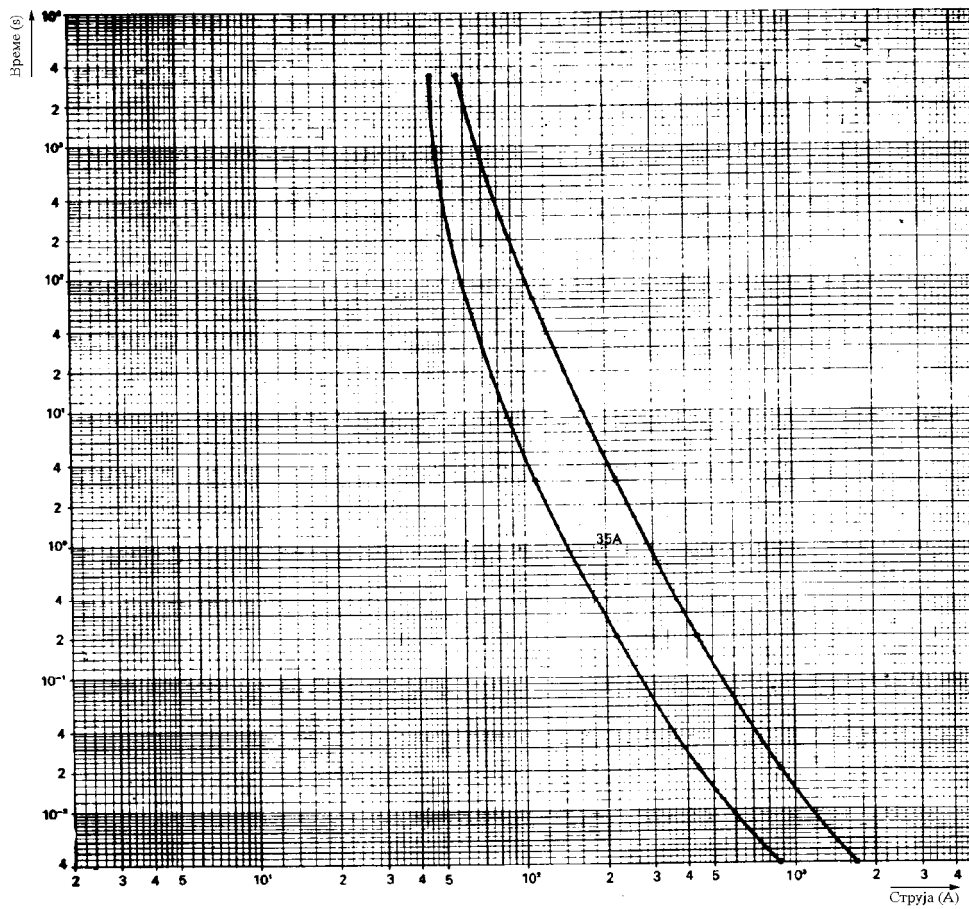
Слика П.4 Карактеристики време/струја за топливите вметоци од типот gl, со номинална струја од 2, 6, 12, 25, 50 и 100 A [42]



Слика П.5 Карактеристики време/струја за топливите вметоци од типот gl, со номинална струја од 4, 10, 20, 40 и 80 A [42]



Слика П.6 Карактеристики време/струја за топливите вметоци од типот gl, со номинална струја од 8, 16, 32 и 63 A [42]



Слика П.7 Карактеристики време/струја за топливиот вметок од типот gl, со номинална струја од 35 A [42]

Автор: Драгослав Рајичиќ

Наслов на трудот: Вовед во дистрибутивни електроенергетски системи

Издавач: Електротехнички факултет - Скопје

Јазична корекција: Алена Георгиевска

Техничко уредување и коректура: Рубин Талески

Финансирањето на трудот го потпомогна и Министерството за образование и физичка култура

Според мислењето на Министерството за култура број 21-6299/3, од 15 XII 1994 година, за книгата Вовед во дистрибутивни електроенергетски системи, од Драгослав Рајичиќ, се плаќа повластена даночна стапка.

Печатница: Нова Македонија - Скопје

Отпечатено во 500 примероци