

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/312372286>

Електроснабдяване / Electric Power Distribution

Book · January 2014

CITATIONS

0

READS

2,664

1 author:



[Plamen Tsankov](#)

Technical University of Gabrovo

58 PUBLICATIONS 34 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)

Some of the authors of this publication are also working on these related projects:



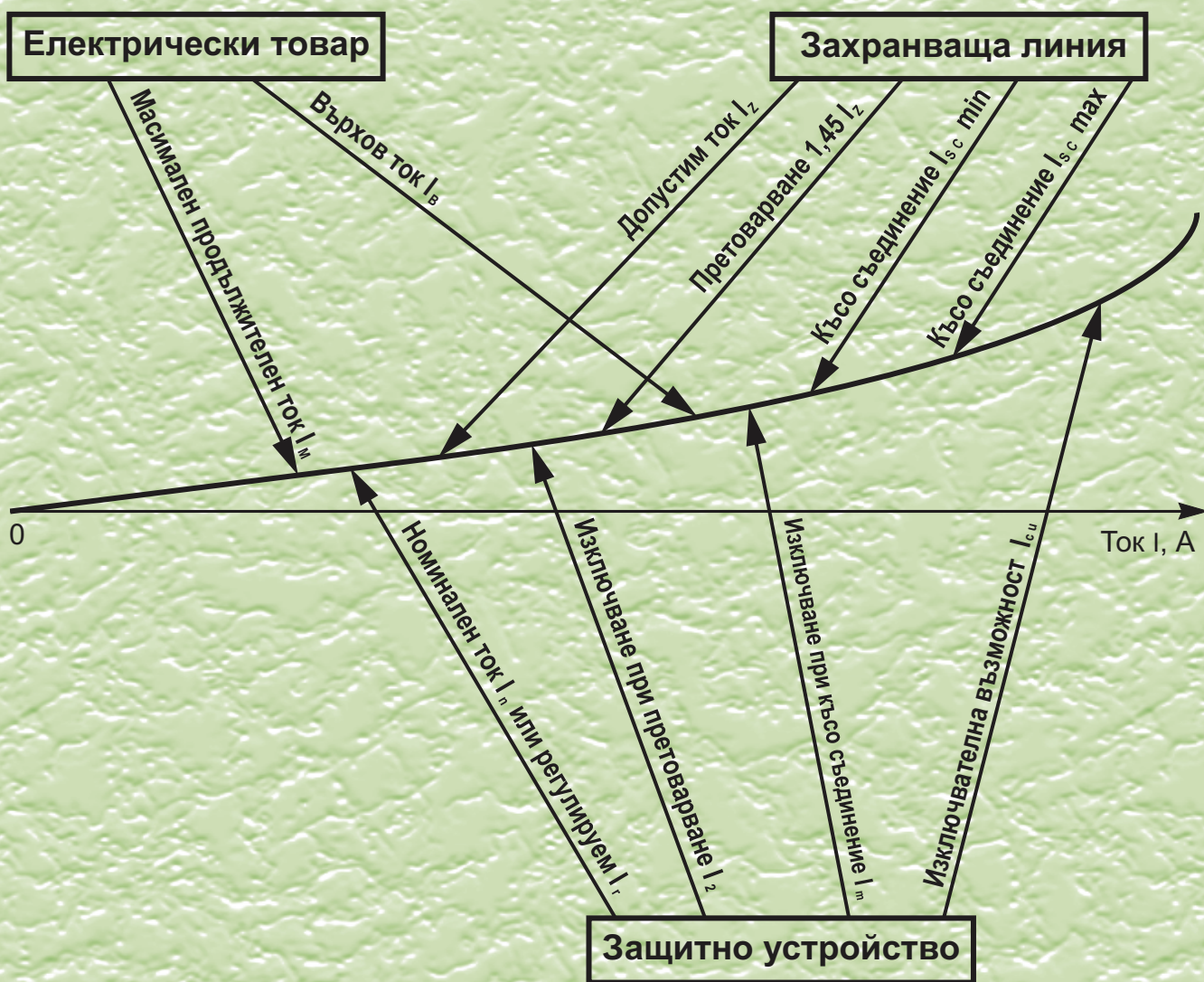
Изграждане на ефективна система за улично осветление на кв. „Стоян Заимов” – север, град Сливен / Establish an effective system for street lighting of district "Stoyan Zaimov" - north, Sliven [View project](#)



PV Enlargement - Technology Transfer, Demonstration and Scientific Exchange Action for the Establishment of a Strong European PV Sector [View project](#)

ПЛАМЕН ЦАНКОВ

ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ



ПЛАМЕН ЦАНКОВ

ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ

 УНИВЕРСИТЕТСКО ИЗДАТЕЛСТВО
“ВАСИЛ АПРИЛОВ”
ГАБРОВО, 2014

Учебникът по Електроснабдяване представя лекционен материал и техническа информация по учебните дисциплини: „Електроснабдяване“ - за студенти ОКС Бакалавър от специалности „Електроенергетика и електрообзавеждане“, „Електроснабдяване и електрообзавеждане“ и „Електроснабдяване и децентрализирани енергийни източници“ - за студенти от специалност „Възобновяеми енергийни източници и енергийна ефективност“ при Технически университет – Габрово. Целта на учебника е запознаване с основните въпроси по проектиране, управление и експлоатация на електроснабдителните системи на промишлените предприятия: устройство и електрически товари на електроснабдителните системи, електрически схеми и режими на работа, избор и изчисляване на сечение на хранящи линии, защитна и комутационна апаратура, качество на електрическата енергия. Въпросите, свързани с компенсиране на реактивните товари, сигурността на електроснабдителни системи и пускането и самопускането на мощни електрически двигатели се изучават в учебната дисциплина „Индустриални електроснабдителни системи“.

Съдържанието на учебника е структурирано в съответствие с модулите и въпросника от учебната програма на учебната дисциплина „Електроснабдяване“. Съставено е на базата на актуални литературни източници: основни учебни пособия по дисциплината в университетите в България, национални и международни нормативни документи, техническа и проектантска справочна литература, специализирани ръководства по електрически инсталации и уредби на водещи фирми в областта на електроснабдителните системи и записки от лекции на дългогодишния водещ преподавател на дисциплината „Електроснабдяване“ в Технически университет – Габрово – доц. д-р инж. Стойо Платиканов и автора.

Учебникът може да се използва и от студентите от сродни специалности в другите висши технически училища в страната, проектантите и специалисти от практиката.

© Пламен Ценков Цанков – автор, 2014

Рецензент: доц. д-р инж. Свилен Радославов Рачев

Печат: Университетско издателство “Васил Априлов” – Габрово, 2014

ISBN 978-954-683-514-7

С Ъ Д Ъ Р Ж А Н И Е

Използвани съкращения	5
1. Видове потребители на електрическа енергия в промишлените предприятия. Категоризация на консуматорите.....	6
2. Електрически товари графици	11
3. Електрически изчислителни товари.....	16
4. Показатели на товарите графици.....	21
5. Определяне на средните и максимални продължителни електрически изчислителни товари.....	25
6. Определяне на върховия ток.....	32
7. Определяне на електрическите товари при несиметрично натоварване на трифазна електрическа мрежа.....	35
8. Определяне на консумацията и загубите на електрическа енергия в промишлените предприятия.....	39
9. Схеми на външната електроснабдителна система на промишлените предприятия.....	43
10. Схеми на вътрешна разпределителна мрежа за средно напрежение.....	47
11. Схеми на цехова разпределителна мрежа за ниско напрежение	51
12. Схеми на електрическа мрежа на осветителни уредби.....	55
13. Предназначение и класификация на подстанциите в промишлените предприятия. Картограма на товарите.....	59
14. Определяне на центъра на електрическите товари	62
15. Определяне на зоната на разсейване на центъра на електрическите товари.....	64
16. Определяне на зоните на увеличение на приведените годишни разходи при изместване на подстанциите от центъра на товара.....	67
17. Определяне на броя и мощността на цеховите подстанции.....	70
18. Брой и мощност на трансформаторите в главната понижаваща подстанция. Претоварваща способност на трансформаторите	75
19. Схеми на подстанциите в промишлените предприятия.....	79
20. Конструктивно изпълнение на промишлени цехови електрически мрежи.....	84
21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение.....	92

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за ниско напрежение.....	108
23. Изчисление на стоманени шинопроводи и шинопроводи с голямо токово натоварване.....	132
24. Изчисление на високочестотни мрежи, тролейни линии, постояннотокови линии, линии за заваръчни уредби	139
25. Изчисление на електрически инсталации на осветителни уредби	145
26. Избор на най-целесъобразното напрежение на електроснабдителна система на промишлено предприятие	148
27. Качество на електрическа енергия. Изменение и бързо изменение на напрежението	151
28. Количествена оценка на качеството на напрежение. Оценка на загубите от влошено качество на напрежението.....	157
29. Източници на висши хармоници в електроснабдителната система на промишлените предприятия	161
30. Ниво на висшите хармоници. Начини и средства за ограничаването им в ЕСПП	166
31. Несиметрия на напреженията и товарите в ЕСПП.....	178
32. Режими на работа на неутралата в ЕСПП	182
Литература	188

ИЗПОЛЗВАНИ СЪКРАЩЕНИЯ

АВР	– Автоматично включване на резервата;
АД	– Асинхронен двигател;
АП	– Автоматичен прекъсвач;
АПВ	– Автоматично повторно включване;
ВАХ	– Волт-амперна характеристика;
ВН	– Високо напрежение;
ВП	– Вентилни преобразуватели;
ВХ	– Висши хармоници;
ГПП	– Главна понижаваща подстанция;
ГРП	– Главна разпределителна подстанция;
ДТЗ	– Дефектнотокова защита
ЕЕС	– Електроенергийна система;
ЕСПП	– Електроснабдителна система на промишлено предприятие;
ЕСС	– Електроснабдителна система;
з.с.	– Земно съединение;
КБ	– Кондензаторна батерия;
КРУ	– Комплектно разпределително устройство;
к.с.	– Късо съединение;
КТП	– Комплектна трансформаторна подстанция;
НН	– Ниско напрежение;
ПВ	– Продължителност на включване;
ПП	– Промислено предприятие;
РЗ	– Релейна защита;
СГ	– Синхронен генератор;
СД	– Синхронен двигател;
СН	– Средно напрежение;
ТГ	– Товаров график;
ТП	– Трафопост;
ЦЕТ	– Център на електрическия товар;
ЦП	– Цехова подстанция.

1. ВИДОВЕ ПОТРЕБИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ В ПРОМИШЛЕНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ. КАТЕГОРИЗАЦИЯ НА КОНСУМАТОРИТЕ

1.1. Основни понятия. Предназначение и елементи на електро-снабдителната система

а) основни понятия

Наредба № 3 / 2004 г. за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии (УЕУЕЛ) [17] въвежда следните определения, свързани с електроснабдяването и електрическите мрежи:

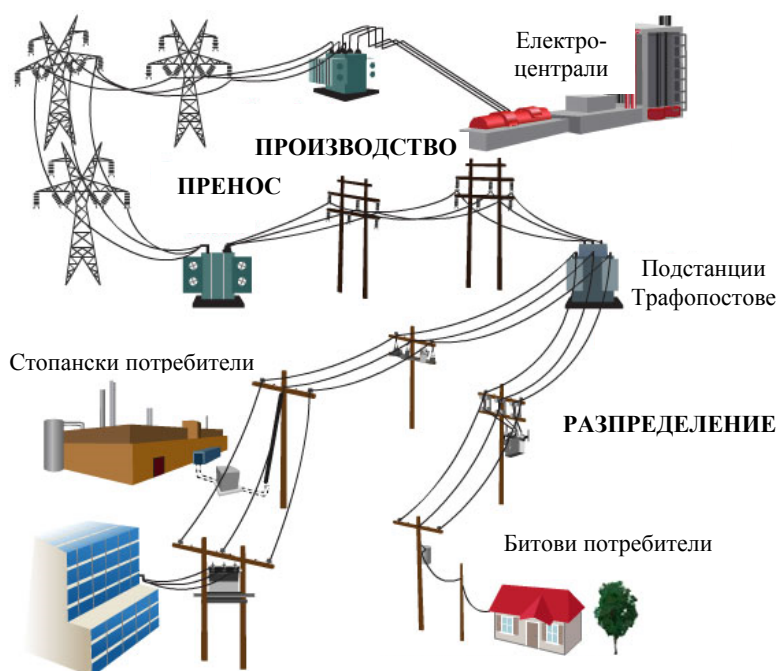
Потребител (консуматор) на електрическа енергия (електропотребител) - апарат, агрегат и др. или група от тях, обединени по технологични процеси, разположени на определена територия и предназначени за преобразуване на електрическата енергия в друг вид енергия.

Електроснабдяване - осигуряване на потребителите с електрическа енергия от система, съвкупност от електрически уредби и мрежи.

Електрическа мрежа - съвкупност от подстанции, разпределителни уредби, токопроводни, въздушни и кабелни линии за пренос и разпределение на електрическа енергия на определена територия.

Електропреносна мрежа - частта от електрическата мрежа с високо напрежение, която служи за пренасяне на електрическа енергия.

Електроразпределителна мрежа - частта от електрическата мрежа с високо, средно и ниско напрежение, която служи за разпределение на електрическа енергия.



Фиг. 1.1. Структура на електроенергийната система

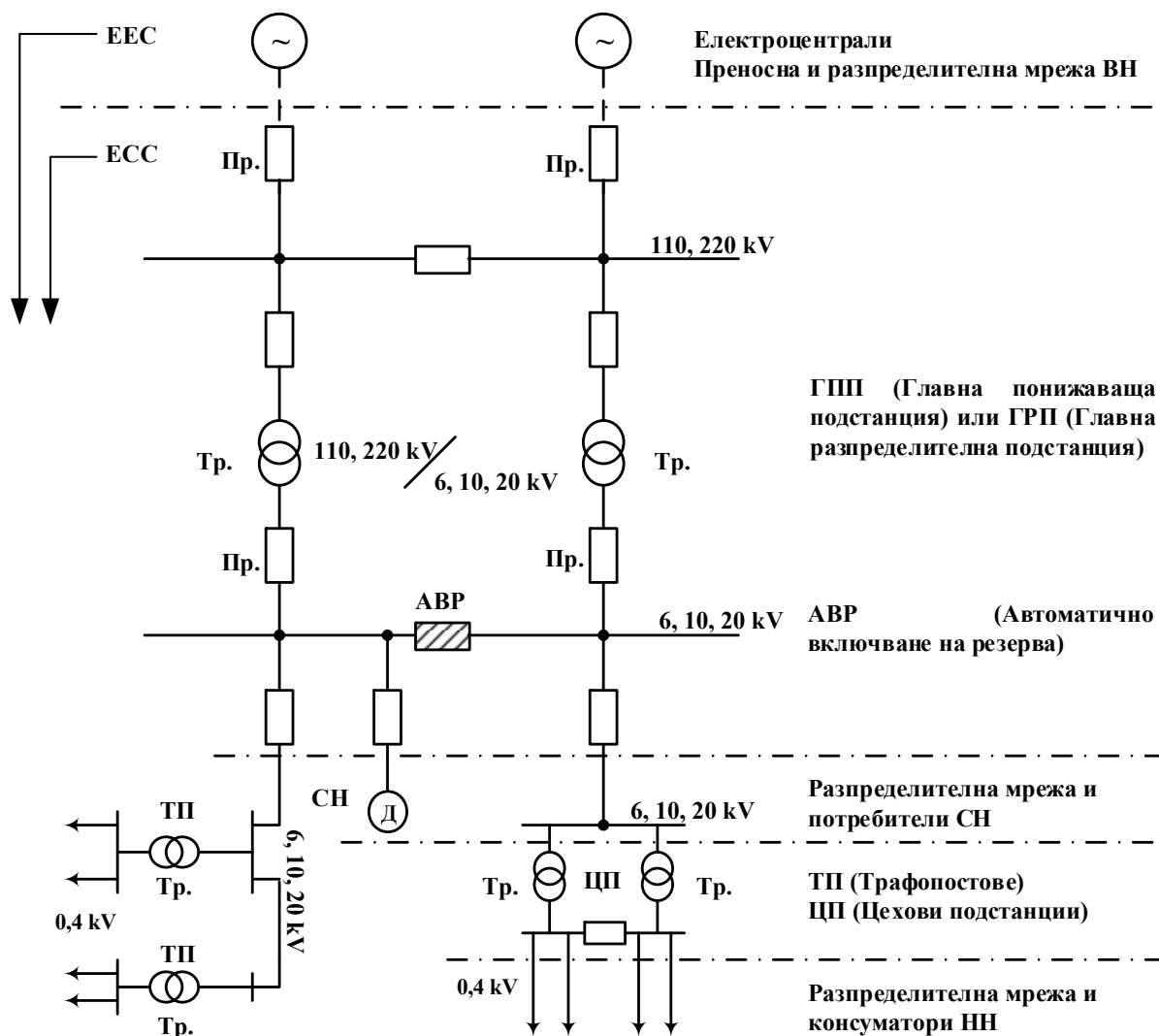
1. Видове потребители на електрическа енергия в ПП. Категоризация на консуматорите

б) предназначение и елементи на електроснабдителната система

Електроенергийната система (ЕЕС) представлява съвкупност от устройства за производство, пренос, преобразуване и разпределение на електрическата енергия – фиг. 1.1 [11,14,15,22,29,31].

Електроснабдителната система (ЕСС) е подсистема на електроенергийната система, осигуряваща разпределение на електрическата енергия до крайните стопански (промишлени и търговски) и битови потребители – фиг. 1.1.

Електроснабдителната система на промишлено предприятие (ЕСПП) осъществява захранването с електрическа енергия на различните консуматори в промишлените предприятия: електрически двигатели, пещи, машини за заваряване, инсталации за електролиза, осветителни инсталации и др. На фиг. 1.2 е показана принципна схема с основните елементи и устройства на електроснабдителна система на промишлено предприятие.



Фиг. 1.2. Принципна схема на електроснабдителна система на промишлено предприятие

1.2. Класификация на електропотребителите

а) според режима на работа:

- *продължителен режим*: потребителите работят продължително с постоянно или слабо променящо се във времето натоварване. Периодът на работа е достатъчно голям за установяване на постоянна температура на тоководещите и конструктивните части на съоръженията по ниска от допустимата. В продължителен режим работят помпи, вентилатори, компресори, осветление, преобразувателни и нагревателни уредби и др.;

- *кратковременен режим*: при него продължителността на работа е недостатъчна за установяване на температурата, а периода на пауза е достатъчно голям за охлаждане на частите на съоръжението до температурата на околната среда. Стандартните продължителности на работа 15, 30, 60 или 90 минути се указват на табелката и гарантират, че за този период няма да бъдат превишени максимално допустимите температури на частите на съоръжението. При този режим работят електродвигателите задвижващи шибъри, клапани и вентили и почти всички спомагателни механизми на металообработващите машини;

- *повторно–кратковременен режим*: при него периоди на работа t_p се редуват с периоди на пауза t_n с обща продължителност на цикъла $t_{\Sigma} = t_p + t_n \leq 10$ минути. Продължителността на работа не е достатъчна за достигане на установена температура, а тази на пауза - за охлаждане до околната температура. Повторно – кратковременният режим се характеризира с т.нар. продължителност на включване (ПВ) в проценти или в относителни единици:

$$\text{ПВ} = \frac{t_p}{t_{\Sigma}} = \frac{t_p}{t_p + t_n}. \quad (1.1)$$

Възприети са следните стандартни продължителности на работния период: ПВ = 15%, 25%, 40% и 60%, а за асансьори – 10% и 50%. При този режим работят заваръчните машини и електродвигателите на подемните машини - кранове, телфери, асансьори и др.

б) според характера на тока:

- *за променлив ток*: електродвигатели, осветители, заваръчни машини за трифазен и еднофазен ток;

- *за постоянен ток*: по-малко разпространени, предимно системи за електролиза, галванопластика, транспорт и др.

в) според номиналното напрежение:

- *за напрежение до 1000 V*;

- *за напрежение над 1000 V*: икономически по-целесъобразни при електродвигатели с по-голяма мощност от 100 kW при напрежение 3 kV, от

1. Видове потребители на електрическа енергия в ПП. Категоризация на консуматорите

200 kW при напрежение 6 kV и от 1000 kW при напрежение 10 kV. Мощни електрически пещи и токоизправители, чиито трансформатори са свързани към мрежата 6, 10, 20 и 35 kV.

г) според честотата на захранващото напрежение:

- *потребители за стандартна честота* $f = 50 \text{ Hz}$ (60 Hz за някои страни) – това са най-разпространените консуматори в ЕСС;

- *потребители за понижена честота* – при контактно електрическо заваряване, някои колекторни двигатели и др.;

- *потребители за повишена и висока честота*: 180÷400 Hz за някои машини в дървообработващата промишленост и производството на лагери, до 10 000 Hz – в инсталации за индукционно и диелектрично нагряване и 30÷40 kHz – в някои предачни машини, електронна пусково-регулираща апаратура за осветители и др.

1.3. Категории на потребителите на електрическа енергия по осигуреност на електроснабдяването [17]

а) категории на потребителите на електрическа енергия:

По осигуреност на електроснабдяването потребителите на електрическа енергия се разделят на четири категории - нулева, първа, втора и трета.

Към *нулева категория* се отнасят потребители, при които прекъсването на електроснабдяването може да застраши живота и здравето на хора, предизвиква заплаха за сигурността на държавата, значителни материални щети, разстройване на сложни технологични процеси, нарушаване функционирането на особено важни за икономиката обекти, системи за свързка и телевизия. Потребители нулева категория са: специалните инсталации и животоподдържащи системи в болници; сигналните и охранителните системи; системите за информиране на населението при бедствия; местата с ползване на аварийно и евакуационно осветление и др.

Към *първа категория* се отнасят потребителите, при които прекъсването на електроснабдяването предизвиква нарушаване на функциите на важни обекти от инфраструктурата на населени места, разстройване на сложни технологични процеси, масов брак на продукцията със значителни загуби.

Към *втора категория* се отнасят потребителите, при които прекъсването на електроснабдяването предизвиква спиране на производството на масова продукция, престой на работници, съоръжения и промишлен транспорт, както и нарушаване на нормалните условия на живот на голям брой хора. Потребители втора категория са и жилищни сгради с високо застрояване, административни и обществени сгради и др.

1. Видове потребители на електрическа енергия в ПП. Категоризация на консуматорите

Към *трета категория* се отнасят всички останали потребители, които не попадат в категориите - нулева, първа и втора.

б) осигуреност на електроснабдяването на потребителите на електрическа енергия според тяхната категория:

Потребителите от *нулева категория* се електроснабдяват от два независими взаимно резервиращи се източника на захранване и от трети автономен независим източник. Допустимото прекъсване на електроснабдяването на потребител нулева категория е само за времето, необходимо за автоматичното му възстановяване от резервния източник. При животоподдържащи системи и специални случаи, недопускащи прекъсване на електроснабдяването и за времето на автоматичното възстановяване, непрекъснатостта на електроснабдяването се осигурява от автономния независим източник. За трети независим източник при електроснабдяване на потребителите от нулева категория и в качеството си на втори независим източник за потребителите от първа категория могат да се използват освен електроцентралите и предназначените за тази цел агрегати и системи за непрекъсваемо захранване, акумулаторните батерии и др.

Потребителите от *първа категория* се електроснабдяват от два независими взаимно резервиращи се източника. Допустимото прекъсване на електроснабдяването на потребител от първа категория е само за времето на автоматичното превключване от единия източник към другия.

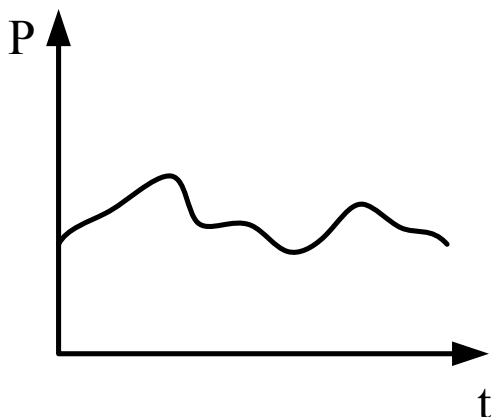
Потребителите от *втора категория* се електроснабдяват от два независими взаимно резервиращи се източника. Допустимото прекъсване на електроснабдяването на потребител от втора категория е за времето на ръчното превключване от единия източник към другия, извършвано от оперативен или оперативно-ремонтен персонал.

Потребителите от *трета категория* се електроснабдяват от един източник на захранване при условие, че прекъсването на електроснабдяването, необходимо за ремонт или подмяна на повреден елемент от системата на електроснабдяване, не надвишава 24 часа.

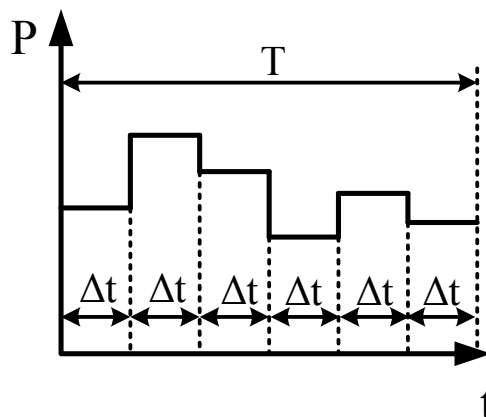
2. ЕЛЕКТРИЧЕСКИ ТОВАРОВИ ГРАФИЦИ

2.1. Общи сведения

Електрическите товари в ЕСС - активна мощност P , реактивна мощност Q и пълна мощност S (съответно ток I) са случайно променящи се във времето. Графичното представяне на кривата на изменение на тези товари във времето се нарича товаров график (ТГ). При проектирането и експлоатацията на ЕСС се съставят ТГ на активната мощност $P = f(t)$, ТГ на реактивната мощност $Q = f(t)$ и ТГ на тока $I = f(t)$.



Фиг. 2.1



Фиг. 2.2

Електрическите товари могат да се регистрират от самопишещи уреди (фиг. 2.1) или да се отчитат от измервателни уреди - електромери, енергийни анализатори (фиг. 2.2).

При използване на самопишещи уреди се получава регистрограма, даваща точното моментно изменение на товара (фиг. 2.1) без непосредственото участие на персонала. Недостатъците на тези уреди са: сравнително висока цена; необходимост от квалифицирана експлоатация; трудоемка обработка на получената регистрограма. Затова този начин намира приложение главно при необходимост от кратковременна точна регистрация и анализ на бързо протичащи процеси.

В експлоатацията на ЕСС ТГ се представят най-често в стъпаловиден вид като резултат от заснемането на показанията на аналогов електромер през равни интервали от време Δt или чрез статични (цифрови микропроцесорни) електромери и специализирани измервателни уреди с възможност за запаметяване на товаровия профил. При този начин на заснемане, консумираната енергия W се интегрира за време Δt , от която лесно се намира средният товар за всеки интервал $P_{ср i} = W_i / \Delta t$.

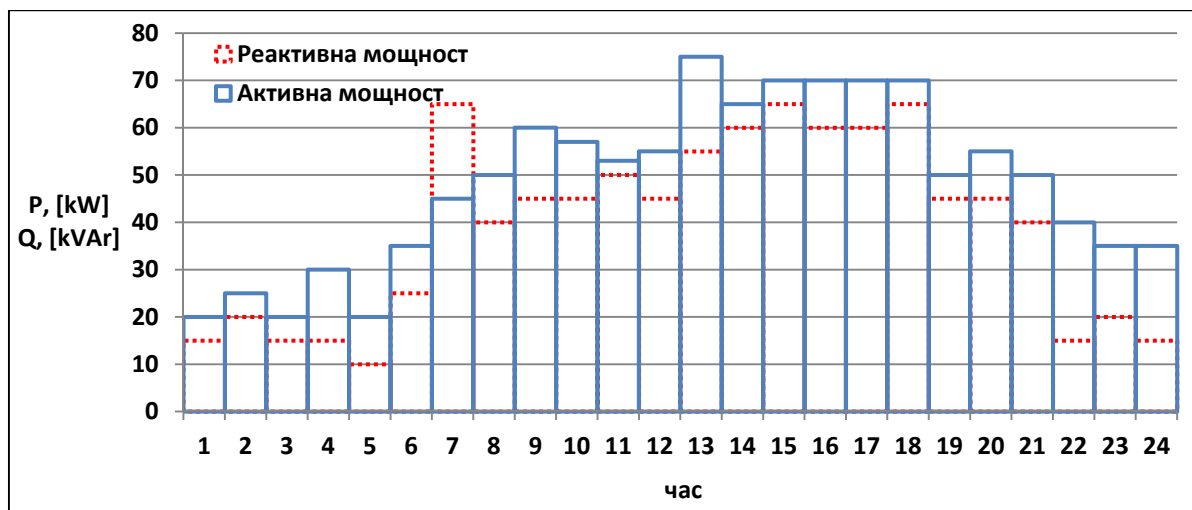
2. Електрически товари графици

2.2. Видове товари графици според тяхната продължителност

В зависимост от продължителността на обхванатия период – T (Фиг. 2.2), ТГ се подразделят на сменни, денонощни, седмични, месечни и годишни. От тях най-широко приложение намират сменните, денонощните и годишни ТГ. Сменните и денонощните ТГ се използват за оценка равномерността на електропотреблението и за определяне на максималния и минималния товар.

Сменни ТГ за най-натоварената работна смяна на електро-потребителите се използват основно при изследване на максималните товари. В производствените предприятия тази смяна по продължителност и време от денонощието съвпада с основната работна смяна на работещите в предприятието и обикновено се приема с продължителност 8 часа. Интервалите на дискретизация Δt обикновено са 5, 10, 15, 30 или 60 минути.

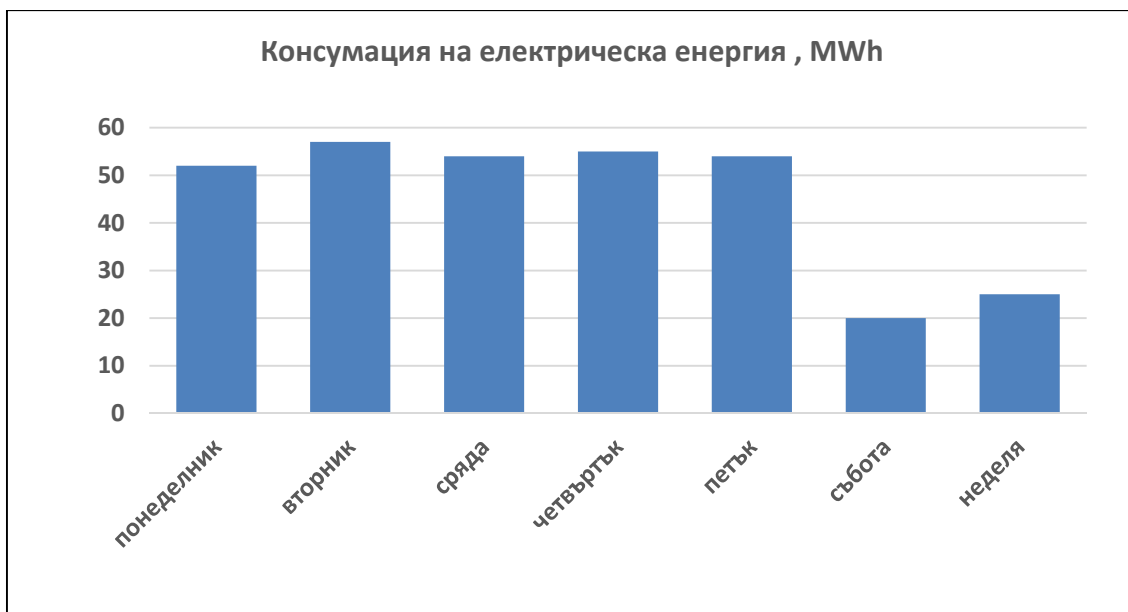
Денонощните ТГ дават изменението на товара в продължение на едно денонощие. Интервалите на дискретизация Δt обикновено са 30 или 60 минути. За различните сезони (особено зима и лято) и през работни и почивни дни, денонощните ТГ обикновено се различават помежду си. За анализ на работния режим на обекта е необходимо да се получат характерните денонощни ТГ за отделните сезони или съответно за работни и за почивни дни. На фиг. 2.3 са показани усреднени денонощни ТГ на активната и на реактивната мощност за металообработващо предприятие.



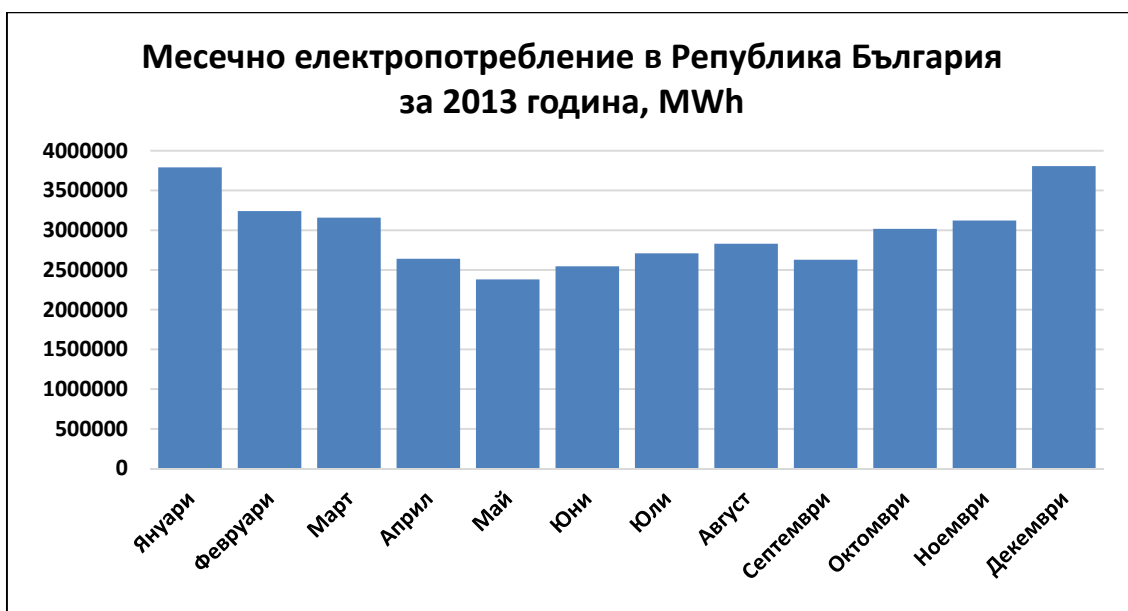
Фиг. 2.3. Денонощен товаров график на активна и реактивна мощност

Седмичният ТГ дава денонощната консумация на обекта по дни от седмицата (фиг. 2.4). С цел участие на свободния пазар на електрическа енергия, седмичният ТГ може да се построи и по часове, за всеки ден от седмицата.

2. Електрически товари графици



Фиг. 2.4. Седмичен товаров график



Фиг. 2.5. Годишен товаров график

На фиг. 2.5 е показан годишен товаров график на потреблението на електрическа енергия в Република България [21].

2.3. Видове товаров графици според броя на изследваните консуматори

В зависимост от броя на обхванатите консуматори при измерването на ТГ, графици се разделят на индивидуални и групови.

Индивидуални са ТГ на единични консуматори. Тези ТГ се означават с малки букви $p = f(t)$, $q = f(t)$, $i = f(t)$. Индивидуалните ТГ се използват за определяне и анализ на електрическите товари на мощни консуматори като

2. Електрически товари графици

електрически пещи, преобразуватели, главни електрозадвижвания, помпи, компресори и др.

Групи са ТГ на група консуматори (електрическо табло, ТП, подстанция) и се означават с главни букви $P = f(t)$, $Q = f(t)$, $I = f(t)$. Груповите ТГ се използват за определяне на изчислителните електрически товари, за анализ и оптимизиране режима на електропотребление, за определяне на консумацията на електрическа енергия, за оценка на енергоспестяващи мерки, и др.

2.4. Цикличност на товарите графици

а) индивидуални товари графици

В зависимост от ритмичността на работа на консуматорите по време на технологичния процес индивидуалните товари графици се подразделят на *периодични, циклични, нециклични и произволни*.

- *периодичните* ТГ отговарят на следните условия:

$$t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn} = \text{const}; \quad (2.1)$$

$$t_{n1} = t_{n2} = \dots = t_{nn} = \text{const}; \quad (2.2)$$

$$t_{ц1} = t_{ц2} = \dots = t_{цn} = \text{const}; \quad (2.3)$$

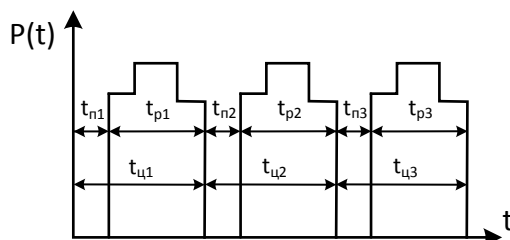
$$w_{ц1} = w_{ц2} = \dots = w_{цn} = \text{const}, \quad (2.4)$$

където t_p е времето на работа на консуматора;
 t_n - времето на пауза (консуматора е изключен);
 $t_{ц} = t_p + t_n$ - времето на пълния работен цикъл;
 $w_{ц}$ - консумираната електрическа енергия за времето $t_{ц}$.

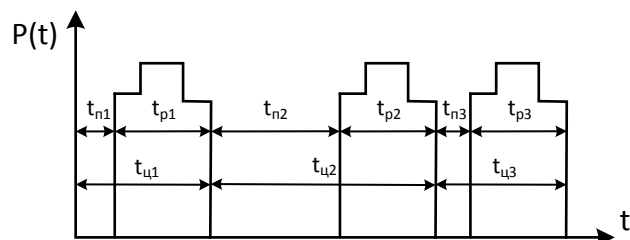
Периодични товари графици имат напълно автоматизирани машини и агрегати и поточните линии;

- при *цикличните* ТГ, за разлика от периодичните, не са спазени равенствата (2.2) и (2.3) за времената t_n и $t_{ц}$, което се дължи на намесата на човека в междуоперационните дейности. Средното време на пълния цикъл за n на брой изследвани цикли се определя с израза:

$$t_{ц\text{ ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n (t_p + t_{ni})}{n} = t_p + \frac{\sum_{i=1}^n t_{ni}}{n}. \quad (2.5)$$



Фиг. 2.6. Периодичен ТГ



Фиг. 2.7. Цикличен ТГ

2. Електрически товари графици

- при *нецикличните* ТГ е спазено само условието (2.4), т.е. консумираната електрическа енергия по цикли е постоянна величина. Независимо от различните времената t_p , t_n и $t_{ц}$ за дадената производствена задача се изразходва дадено известно количество електрическа енергия;

- *произволни* се наричат ТГ, за които не е спазено нито едно от условията за периодичност (2.1)÷(2.4).

б) групови товари графици

За група от n на брой консуматори, общите (групови) товари се получават от наслагването индивидуалните им товари графици и се определят с изразите:

$$P(t) = \sum_{i=1}^n p_i(t); \quad Q(t) = \sum_{i=1}^n q_i(t); \quad I(t) = \frac{\sqrt{P^2(t) + Q^2(t)}}{\sqrt{3} U_H}. \quad (2.6)$$

Ритмичността на груповите ТГ зависи от вида на индивидуалните графици и от взаимната зависимост на електрическите товари на отделните консуматори. Различават се *периодични*, *почти периодични* и *произволни* групови ТГ.

- при *периодичните* групови ТГ с период $T_{ц}$ връзката между товарите е известна и отговаря на условието $P(t) = P(t + T_{ц})$. Периодичните групови ТГ се получават от наслагването на индивидуални графици с еднакъв период $t_{ц}$ и периодите им съвпадат с периода на груповия товаров график $T_{ц}$. Това може да се получи при консуматори, които участват в автоматизирана технологична поточна линия;

- *почти периодичен* групов ТГ се получава при група консуматори с периодични, циклични и нециклични индивидуални графици. При тези ТГ е спазено условието за обобщена периодичност, което се изразява с постоянна консумация на електрическа енергия в отделните цикли $W_{цi} = \text{const}$;

- при *произволния* групов ТГ условието за обобщена периодичност е нарушено. Получава се при група консуматори с произволни индивидуални графици.

3. ЕЛЕКТРИЧЕСКИ ИЗЧИСЛИТЕЛНИ ТОВАРИ

3.1. Видове електрически изчислителни товари

При проектирането на електроснабдителни системи се използват следните изчислителни товари: среден товар, средноквадратичен товар, максимален продължителен товар и върхов товар (ток). Прието е тези товари да се наричат изчислителни, тъй като те не могат да се измерват директно, а се определят чрез изчисления на базата на товарови графици. С тяхна помощ се изчисляват и оразмеряват основните елементи на електроснабдителните системи: проводници, кабели, защитна и комутационна апаратура и др.

3.2. Среден товар

Средният товар е такъв фиктивен постоянен по стойност електрически товар, при който за разглеждано време T се получава същата консумация на електрическа енергия, както при действителния променлив товар. Средните активни и реактивни товари на един консуматор за интервал от време T се определят с изразите:

$$p_{cp} = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} p(t) dt ; \quad q_{cp} = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} q(t) dt. \quad (3.1)$$

Средните активни и реактивни товари на група консуматори са равни на сумата от средните мощности на отделните консуматори в групата:

$$P_{cp} = \sum_{i=1}^n p_{cp i} ; \quad Q_{cp} = \sum_{i=1}^n q_{cp i}. \quad (3.2)$$

В зависимост от периода на осредняване се различават: средни товари за най-натоварената работна смяна (P_{cp} , Q_{cp}); средни месечни товари ($P_{cp м}$, $Q_{cp м}$); средни годишни товари ($P_{cp г}$, $Q_{cp г}$) и др.

Среден товар на електропотребител в експлоатация се определя от показанията на електромерите за активна и реактивна енергия:

$$P_{cp} = \frac{W}{T} ; \quad Q_{cp} = \frac{V}{T}, \quad (3.3)$$

където W и V са съответно отчетената активна и реактивна енергия за зададеното време T на един или група консуматори.

3.3. Средноквадратичен товар

Средноквадратичният товар е такъв фиктивен постоянен по стойност електрически товар, при който загубите на електрическа енергия в разглеждан интервал от време T са равни на загубите при действителният променлив товар за същото време. Средноквадратичните активна мощност $P_{cp.kv}$, реактивна мощност $Q_{cp.kv}$ и ток $I_{cp.kv}$ се дефинират със следните изрази:

$$P_{cp.kv} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} P^2(t) dt}; \quad Q_{cp.kv} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} Q^2(t) dt}; \quad I_{cp.kv} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} I^2(t) dt}. \quad (3.4)$$

При известен товаров график (фиг. 2.2 и 2.3) с интервали на дискретизация Δt_i , целият период T , който е разделен на m на брой интервали Δt_i ($T = m \cdot \Delta t_i$), средноквадратичният товар $P_{cp.kv}$ се определя с израза:

$$P_{cp.kv} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i} = \sqrt{\frac{1}{\sum_{i=1}^m \Delta t_i} \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i}. \quad (3.5)$$

Тъй като в практиката обикновено Δt_i са равни помежду си, израза (3.5) приема вида:

$$P_{cp.kv} = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m P_i^2}. \quad (3.6)$$

Среден товар на електропотребител в експлоатация се определя от показанията на електромерите за активна и реактивна енергия:

$$P_{cp.kv} = \frac{\sqrt{m}}{T} \sqrt{\sum_{i=1}^m W_i^2}; \quad Q_{cp.kv} = \frac{\sqrt{m}}{T} \sqrt{\sum_{i=1}^m V_i^2}, \quad (3.7)$$

където W_i и V_i са съответно отчетената активна и реактивна енергия за i -тия интервал ($W_i = P_i \cdot \Delta t_i$).

3. Електрически изчислителни товари

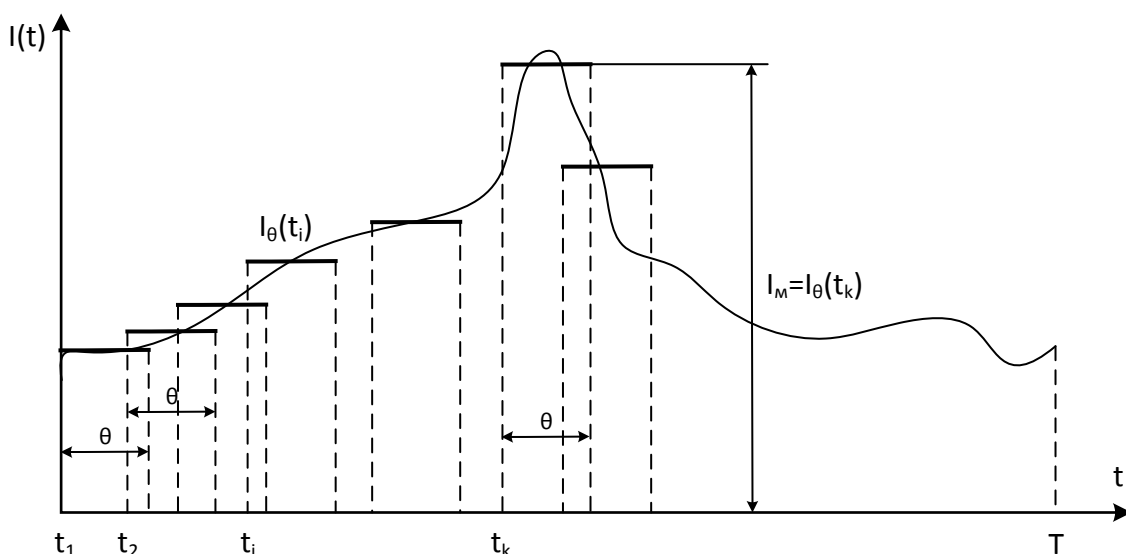
3.4. Максимален продължителен товар

Максимален продължителен товар е такъв фиктивен постоянен по стойност електрически товар, който е еквивалентен на действителния променлив във времето товар по най-тежкото топлинно действие върху тоководещите части и изолацията на елементите на ЕСС - проводници, кабели, трансформатори и др.

От теоретични и експериментални изследвания се установява, че максималният продължителен товар може да се приеме равен на максималния среден товар, определен чрез „плъзгане“ на подходящ интервал θ по ТГ (фиг. 3.1), т.е.:

$$I_M \approx \max[I_\theta(t) / 0 < t < T], \quad (3.8)$$

където $[I_\theta(t) / 0 < t < T]$ е множество от средните за интервалите θ товари, получени при изменение на t в интервала $[0, T]$.



Фиг. 3.1. Определяне на максималния продължителен товар с помощта на „плъзгащ“ се интервал

Топлинното прегряване на проводника се определя от средноквадратичния ток в интервала θ . Тъй като интервала е сравнително малък и разликата между средноквадратичния и средния товар е много малка, използването на средния вместо средноквадратичния товар улеснява определянето на максималния θ -минутен интервал.

При определяне на интервала на осредняване трябва да се отчетат следните условия:

- най-голямата температура на проводника трябва да се достига в края на интервала на осредняване;

3. Електрически изчислителни товари

- товарът, преди интервала на осредняване, не трябва да оказва съществено влияние върху нагриването на проводника в края на интервала.

Съобразно посочените условия, оптималната продължителност на интервала на осредняване може да се приеме равна на три пъти времеконстантата на нагриване T_0 на проводника, т.е.:

$$\theta = 3T_0. \quad (3.9)$$

В края на интервала $\theta = 3T_0$ се достига 95% от установената температура. В практиката се използват максимални товари с продължителности 15, 30, 45, 60 или 120 минути. Когато не е указана продължителността, максималните товари се приемат като 30-минутни. Често вместо максимален продължителен ток I_M се изследва максимална продължителна активна мощност P_M и реактивна мощност Q_M чрез електромерите за контрол на консумацията на електрическа енергия. При определянето на P_M е удобно да се използва метода на „плъзгащия“ се интервал θ , което е заложено като вградена функционалност в някои модерни електроенергийни анализатори.

3.5. Върхов ток.

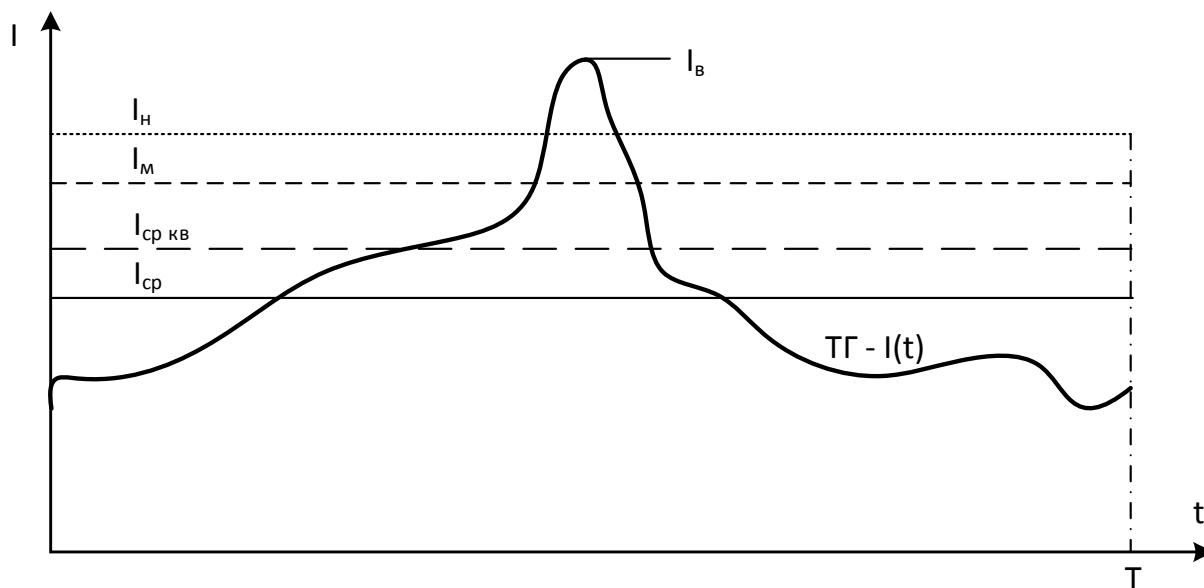
Върхов ток I_V се нарича най-големият възможен максимален ток с продължителност 1÷2 секунди, който се получава в нормален режим на работа (фиг.3.2). Той възниква при включване към мрежата на двигатели и мощни консуматори, при работа на агрегати с ударни натоварвания или експлоатационни къси съединения, създавани от заваръчни агрегати, електродъгови пещи и др. Върховият ток се характеризира със своята големина и честота на появяване. Той се използва при: избор на стопяеми предпазители; настройка на автоматични прекъсвачи и релейна защита; изчисляване колебанията на напрежението; проверка на режима на самопускане на електрически двигатели.

Върховият ток I_V е по-голям или равен на максималния продължителен ток I_M , като в най-общият случай за даден интервал T е изпълнено следното неравенство между изчислителни товари:

$$I_V \geq I_M \geq I_{\text{ср,кв}} \geq I_{\text{ср}}. \quad (3.10)$$

На Фиг. 3.2 е показан примерен товаров график с обозначени сравнителни нива на големините на изчислителните товари и номиналния товар.

3. Електрически изчислителни товари



Фиг. 3.2. Примерен товаров график с изчислителни товари

Различните видове изчислителни електрически товари се прилагат, както следва [17]:

– среден товар - при изчисляване на: потреблението на електрическа енергия; мощността на компенсиращите устройства; максималния товар; средноквадратичния товар;

– средноквадратичен товар - при пресмятане на загубите на енергия; оразмеряване на електрически съоръжения по допустимо нагряване;

– максимален товар - при оразмеряване на електрически съоръжения по допустимо нагряване и по допустима загуба на напрежение; определяне на отклонението на напрежението; избор на мощността на компенсиращите устройства; пресмятане на максималните загуби на мощност и загубите на енергия; присъединяване на потребители на електрическа енергия;

– върхов ток - при избор на защитни апарати; настройка на релейни защиты и автоматични устройства; изчисляване на колебанието на напрежението; проверка режима на самопускане на електродвигателите.

4. ПОКАЗАТЕЛИ НА ТОВАРОВИТЕ ГРАФИЦИ

4.1. Предназначение на показателите на товарите графици

На базата на товарите графици могат да се определят всички изчислителни електрически товари, необходими при проектирането на ЕСС. Графичното представяне на голям брой ТГ в справочната литература не е удобно и затова при пресмятането и изследването на електрическите товари на практика се използват не самите графици, а безразмерни показатели (коэффициенти) на ТГ, които характеризират режима на работа на електропотребителите по мощност и по време. Тези коэффициенти определят връзката между отделните изчислителни товари и се дават в справочната литература [11,12,15,17,23,24,26].

Коефициентите на индивидуалните и груповите товари графици е прието да се обозначават съответно с малки и главни букви. Видът на коэффициента се показва с долен индекс, който е началната буква на наименованието му.

4.2. Коэффициент на използване – $K_{и}$

Той се определя с отношението на средната активна мощност на консуматорите към номиналната им мощност. За индивидуални товари графици:

$$k_{и} = \frac{p_{ср}}{p_{н}}. \quad (4.1)$$

За групови товари графици на група от n на брой консуматори:

$$K_{и} = \frac{P_{ср}}{P_{н}} = \frac{\sum_{i=1}^n p_{ср}}{\sum_{i=1}^n p_{н}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и,i} p_{н,i}}{\sum_{i=1}^n p_{н,i}}. \quad (4.2)$$

Както средните товари, така и коэффициента на използване се определят за цикъл, смяна, година и др. най-често се използва $K_{и}$ за най-натоварената смяна.

4.3. Коэффициент на включване – $K_{в}$

Коефициентът на включване за един консуматор се определя с отношението:

$$k_{в} = \frac{t_{в}}{t_{ц}} = \frac{t_{п} + t_{пх}}{t_{ц}}, \quad (4.3)$$

където:

- $t_{в}$ – време, през което консуматорът е включен;
- $t_{ц}$ – времето на целият цикъл, за който се определя $K_{в}$;

4. Показатели на товарите графици

– t_p и $t_{пх}$ са съответно времето на работа и на празен ход.

Коефициентът на включване $K_B \leq 1$ и се дефинира подобно на продължителността на включване ПВ на консуматора в повторно-кратковременен режим на работа. Разликата е, че ПВ се определя по каталожни данни, а коефициента на включване характеризира действителния режим на работа.

4.4. Коефициент на натоварване – K_H

Коефициентът на натоварване на консуматора се определя с отношението между средната активна мощност $P_{ср.в}$ за времето на включване t_B и номиналната мощност P_H :

$$k_H = \frac{p_{ср.в}}{p_H} = \frac{1}{p_H} \cdot \frac{1}{t_B} \int_0^{t_{ц}} p(t) dt = \frac{p_{ср.}}{p_H} \cdot \frac{t_{ц}}{t_B} = \frac{k_{и}}{k_B}. \quad (4.4)$$

Груповият коефициент на натоварване се определя с отношението между груповите коефициенти на използване и на включване:

$$K_H = \frac{K_{и}}{K_B}. \quad (4.5)$$

От уравнения (4.4) и (4.5) могат да бъдат изведени следните зависимости за коефициентите на използване:

$$k_{и} = k_H \cdot k_B; \quad K_{и} = K_H \cdot K_B. \quad (4.6)$$

Коефициентът на включване характеризира използваемостта на консуматора по време, а коефициентът на натоварване - по мощност. Тези коефициенти са независими величини, непосредствено свързани с технологичния процес, докато коефициентът на използване е тяхна функция. На практика при изчисление на електрическите товари се приема коефициента на използване, поради по-лесното му определяне чрез средния товар от показанията на електромер.

4.5. Коефициент на формата – K_{ϕ}

Коефициентът на формата на индивидуален и групов товар график за определен интервал от време се определя с отношението между средно-квадратичния и средния товар:

$$k_{\phi} = \frac{P_{ср.кв.}}{P_{ср}}; \quad K_{\phi} = \frac{P_{ср.кв.}}{P_{ср}}. \quad (4.7)$$

4. Показатели на товарите графици

Коефициентът на формата характеризира неравномерността на ТГ във времето. Той може да приеме най-малка стойност, равна на единица, при постоянен във времето товар.

4.6. Коефициент на максимума – K_M

Коефициентът на максимума представлява отношение на максималния продължителен към средния товар. Определя се за групови ТГ, като се използва максималния 30-минутен товар P_M и средния товар P_{cp} за най-натоварената смяна:

$$K_M = \frac{P_M}{P_{cp}}. \quad (4.8)$$

Коефициентът на максимума е важна характеристика на ТГ, тъй като дава връзката между двата основни изчислителни електрически товари.

4.7. Коефициент на търсене – K_T

Коефициентът на търсене се определя с отношението на максималния продължителен (30 минутен товар) и номиналния товар:

$$K_T = \frac{P_M}{P_H} = \frac{P_M}{P_H} \cdot \frac{P_{cp}}{P_{cp}} = K_M \cdot K_H. \quad (4.9)$$

Коефициентът на търсене дава пряка връзка между максималния товар и номиналната мощност на потребителите, но не отчита така явно характера на ТГ, както коефициента на максимума.

4.8. Коефициент на запълване – K_3

Коефициентът на запълване на товаровия график за работна смяна (денонощие) се определя с отношението на средния товар за най-натоварената смяна (денонощие) към максималния продължителен товар:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_M} = \frac{1}{K_M}. \quad (4.10)$$

4.9. Коефициент на едновременност – K_e

Коефициент на едновременност на активните максимални продължителни товари се нарича отношението между действителния максимален продължителен товар $P_{M,\Sigma}$ на всички консуматори и сумата от максималните продължителни товари на отделни групи консуматори:

4. Показатели на товарите графици

$$K_e = \frac{P_{m,\Sigma}}{\sum_{i=1}^n P_{m,i}}, \quad (4.11)$$

където n е броят на групите консуматори.

Коефициентът на едновременност характеризира разместването на максималните продължителни товари във времето.

Стойностите на коефициента на едновременност на максимумите в промишлени обекти се приема в границите от 0,85 до 0,95.

За жилищни сгради, коефициентът на едновременност зависи от групата, към която са класифицирани жилищата и се определя по табл. 4.1 [17].

Табл.4.1. Стойности на коефициента на едновременност в зависимост от броя на жилищата и начина на отопление

Брой жилища	Първа група $P_m = 8\text{kW}$ до 10kW с отопление - основно с електрическа енергия	Втора група $P_m = 5\text{kW}$ до 6kW с отопление - основно с друг вид енергия	Трета група $P_m = 6\text{kW}$ до 8kW с отопление - комбинирано
от 3 до 5	0,75÷0,66	0,65÷0,54	0,68÷0,58
от 5 до 10	0,66÷0,56	0,54÷0,44	0,58÷0,48
от 10 до 20	0,56÷0,48	0,44÷0,36	0,48÷0,40
от 20 до 50	0,48÷0,42	0,36÷0,29	0,40÷0,34
от 50 до 100	0,42÷0,39	0,29÷0,26	0,34÷0,31
от 100 до 200	0,39÷0,37	0,26÷0,24	0,31÷0,29
от 200 до 500	0,37÷0,36	0,24÷0,23	0,29÷0,28
над 500	0,35	0,22	0,27

Коефициентът на едновременност за захранваните елементи от ЕСС има следните стойности:

- изходящи линии НН от трансформаторния пост - от 0,9 до 0,98;
- трансформаторни постове към мрежата за СН - от 0,9 до 0,95;
- изводи СН към подстанцията - от 0,9 до 0,95;
- сумарния товар на подстанциите към общия връх - от 0,96 до 0,98.

По-високите стойности на коефициента на едновременност се отнасят за случаи, когато преобладаващият товар е от потребители с еднороден режим на работа.

При оразмеряване на мрежите за вътрешно и външно осветление се приема коефициент на едновременност единица.

5. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА СРЕДНИТЕ И МАКСИМАЛНИ ПРОДЪЛЖИТЕЛНИ ЕЛЕКТРИЧЕСКИ ИЗЧИСЛИТЕЛНИ ТОВАРИ

5.1. Определяне на средните товари

Средните товари се използват за определяне на консумацията и загубите на електрическа енергия, необходимата компенсираща мощност и останалите изчислителни товари.

Определянето на средните товари на обект в експлоатация е показано в т. 3 – формули (3.3).

При проектиране на ЕСС средните товари за най-натоварената смяна на група консуматори с еднороден режим на работа (или единичен консуматор) се пресмятат с изразите:

$$\begin{aligned} P_{cp} &= K_{и} \cdot P_{н} ; \\ Q_{cp} &= P_{cp} \cdot tg \varphi_{cp} = K_{и} \cdot P_{н} \cdot tg \varphi_{cp} , \end{aligned} \quad (5.1)$$

където $P_{н}$ е номиналният товар, приведен към ПВ, равно на 100%, а $tg \varphi_{cp}$ се определя от среднопретегления $\cos \varphi_{cp}$ за най-натоварената смяна.

Коефициентите на използване и среднопретеглените $\cos \varphi_{cp}$ са добре изследвани в зависимост от типа на промишленото производство, вида работен механизъм и режим на работа. Техни типични стойности се представят таблично в специализираната литература за проектиране на ЕСС [18,24,26] – табл. 5.1.

Таблица 5.1. Коефициенти на използване, среднопретеглени $\cos \varphi_{cp}$ и коефициенти на търсене на промишлени консуматори

Наименование на консуматорите	$K_{и}$	$\cos \varphi_{cp}$	$K_{т}$
Металорежещи машини за дребносериенно производство с нормален режим на работа: хобели, фрези, шмиргели, каруселни стругове, бормашини и др.	0,12	0,40	0,14
Същите при тежък режим на работа	0,17	0,65	0,25
Същите при особено тежък режим на работа	0,20	0,65	0,35
Автоматични поточни линии за обработка на метали	0,5-0,6	0,70	0,5-0,6
Преносими електрически инструменти	0,06	0,50	0,10
Елеватори, транспортъри, шнекове	0,40	0,75	0,5
Кранове, телфери при ПВ=25%	0,05	0,50	0,1
Същите при ПВ=40%	0,10	0,50	0,2
Заваръчни трансформатори за ръчна заварка	0,30	0,35	0,35
Съпротивителни пещи с непрекъснато натоварване	0,70	0,95	0,08
Същите с периодично натоварване	0,50	0,85	0,60
Малки нагревателни уреди	0,60	1,00	0,70
Помпи, компресори	0,70	0,80	0,75
Вентилатори, вентилационно обзавеждане	0,65	0,80	0,70

Средните товари на група от n консуматори се изчисляват с изразите:

$$P_{cp} = \sum_{i=1}^n k_{и,i} \cdot p_{н,i}; \quad (5.2)$$

$$Q_{cp} = \sum_{i=1}^n k_{и,i} \cdot p_{н,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i.$$

Средните товари за осветителни уредби се приемат равни на максималните продължителни товари и се определят с изразите:

$$P_{cp.осв.} \approx P_{м.осв.} = K_{т.осв.} \cdot P_{н.осв.}; \quad (5.3)$$

$$Q_{cp.осв.} \approx Q_{м.осв.} = P_{м.осв.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{cp} = K_{т.осв.} \cdot P_{н.осв.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{cp},$$

където $K_{т.осв.}$ е коефициентът на търсене на осветителния товар, за който се предоставят данни в справочната литература според вида на помещението [12,23,24,26].

5.2. Определяне на максималните продължителни товари

Максималният продължителен товар се използва за: оразмеряване на тоководещи части по допустимо нагряване (избор на проводници или кабели) и икономическа плътност на тока; определяне на отклонението на напрежението; избор на мощността на трансформатор; изчисляване на максималните загуби на мощност; приблизително определяне на загубите на енергия.

При проектиране на ЕСС, ако ТГ е известен или може да се построи, той се разделя на интервали с продължителност T (обикновено 30 минути или 1 час). За максимален се приема най-големият от средните товари за тези интервали, т.е. $P_m = P_{cp \max}$.

За практическо определяне на максималния товар в стадий на проектиране, когато не е възможно да се построи ТГ, са разработени редица методи, които се делят на две групи:

- вероятностно-статистически методи, от които се прилага методът на подредените товари графици (метод на коефициента на максимума);
- методи, неизползващи теорията на вероятностите (детерминирани), от които най-голямо приложение са намерили методът с коефициента на търсене и аналогичният му метод с коефициента на едновременност.

5. Определяне на средните и максимални продължителни електрически изчислителни товари

5.2.1. Метод на подредените товари графици (Метод на коефициента на максимума)

Този метод е приет за основен при определянето на максималния продължителен товар на група консуматори в най-детайлна фаза – „работен проект“. За изчисляване се използва следния израз:

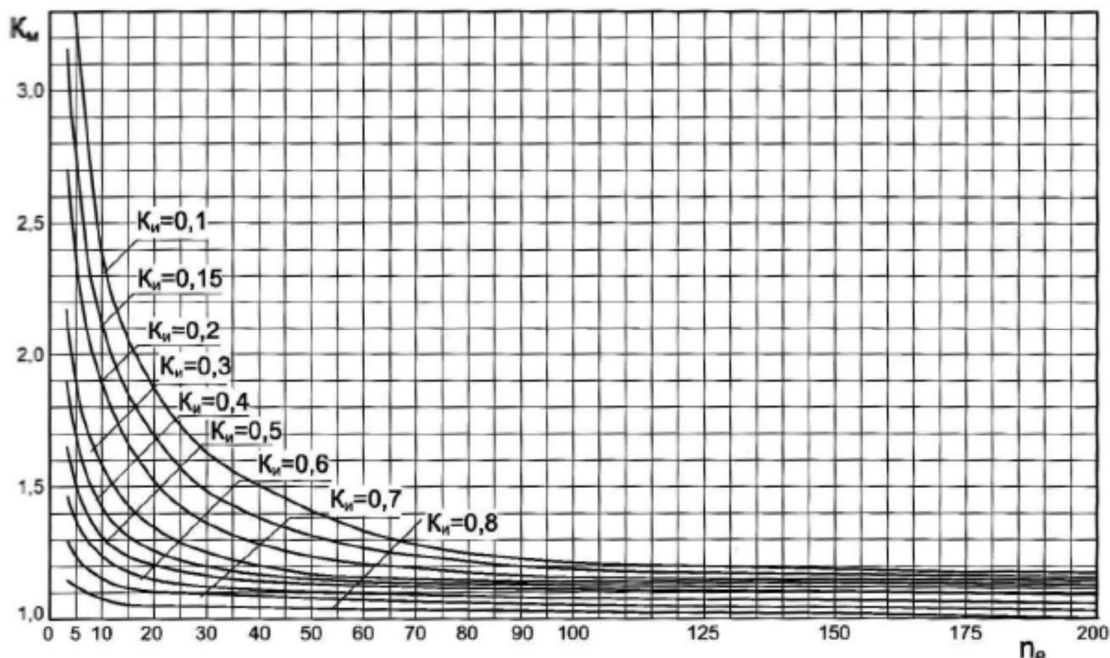
$$P_M = K_M \cdot P_{cp} = K_M \cdot K_u \cdot P_n . \quad (5.4)$$

В основата на метода е установената приблизителна аналитична зависимост на K_M от основните показатели за режима на работа на отделните независими консуматори в групата и от еквивалентния им брой n_e [12,14,18,23,24,26]:

$$K_M = f(K_u, n_e) . \quad (5.5)$$

Под еквивалентен брой консуматори n_e за група от различни по номинална мощност и режим на работа консуматори се разбира такъв брой еднородни по работен режим и с еднаква мощност консуматори, които обуславят същия максимален товар, както и действителните n на брой консуматори от групата:

$$n_e = \frac{(\sum_{i=1}^n p_{H,i})^2}{\sum_{i=1}^n p_{H,i}^2} . \quad (5.6)$$



Фиг. 5.1. Зависимост на коефициента на максимума от K_u и n_e

В техническата литература [11,12,14,22] се представят таблични и графични апроксимации (фиг. 5.1) на зависимостта (5.5), а при използване

5. Определяне на средните и максимални продължителни електрически изчислителни товари

на електронна изчислителна техника е целесъобразно използването на формулата:

$$K_M = \sqrt{1 + \frac{4,4 \cdot K_{\text{И}}^2 - 12,7 \cdot K_{\text{И}} + 8,235}{(K_{\text{И}} + 0,05) \cdot n_e^{(1,04 - 0,4 \cdot K_{\text{И}})}}} \quad (5.7)$$

Кривите за K_M се използват при: $200 \geq n_e \geq 4$ и $K_{\text{И}} \leq 0,8$. При $n_e \geq 200$ и при $K_{\text{И}} \geq 0,8$, $K_M = 1$, т.е. максималният продължителен товар е приблизително равен на средния: $P_M = P_{\text{ср}} \cdot K_M = P_{\text{ср}} \cdot 1 = P_{\text{ср}}$.

За група консуматори с продължителен режим на работа с постоянен товаров график, които имат $K_{\text{И}} \geq 0,6$; $K_{\text{В}} \approx 1$; $K_{\text{зап. ТГ}} \geq 0,9$ също се приема $P_M = P_{\text{ср}}$.

За потребителите с променлив товаров график в зависимост от техния действителен брой n и еквивалентния брой n_e консуматори, P_M се определя по следния начин:

а) при $n_e \geq 4$, P_M се изчислява по формула (5.4), в която K_M се определя по (5.7) или от фиг. 5.1, като ако е необходимо се преизчислява за друга продължителност на интервала T по следната формула:

$$K_{M,T} = 1 + \frac{K_{M,30} - 1}{\sqrt{2} \cdot T} \quad (5.8)$$

където: $K_{M,T}$ е коефициентът на максимума при интервал T ;
 $K_{M,30}$ - коефициентът на максимума при интервал 30 min;
 T - продължителността на интервала на осредняване, h.

Интервалът на осредняване се приема за 30 минутен при сечение на проводниците и кабелите $3 \times 25 \text{ mm}^2$ и по-малки. При по-големи сечения, T е по-голям и затова отчетеният от фиг. 5.1 коефициент K_M се преизчислява за съответната продължителност „ T “ по (5.8);

б) при $n_e < 4$ и $n \geq 4$: P_M се определя по формулата:

$$P_M = \sum_{i=1}^n K_{\text{Н},i} \cdot P_{\text{Н},i} ; \quad Q_M = \sum_{i=1}^n K_{\text{Н},i} \cdot P_{\text{Н},i} \cdot \text{tg } \varphi_i \quad (5.9)$$

Ако липсват данни за $K_{\text{Н}}$ и $\cos \varphi$, те могат да се приемат съответно 0,9 и 0,8 - за консуматори в продължителен режим на работа и 0,75 и 0,7 - за консуматори в повторно-кратковременен режим на работа.

с) при $n < 4$, P_M се приема като сума от номиналните мощности на потребителите:

$$P_M = \sum_{i=1}^n P_{\text{Н},i} \quad (5.10)$$

5. Определяне на средните и максимални продължителни електрически изчислителни товари

Максималният продължителен реактивен товар Q_M за група консуматори е $Q_M = Q_{cp}$ за $n_e > 10$ и $Q_M = 1,1 \cdot Q_{cp}$ за $n_e \leq 10$.

Общият пълен максимален товар S_M за групата потребители се определя с израза:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}. \quad (5.11)$$

Максималният продължителен ток за група консуматори с трифазно електрическо захранване се изчислява по формулата:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (5.12)$$

5.2.2. Метод на коефициента на търсене

Методът на коефициента на търсене спада към детерминирани методи. Максималният продължителен товар на група консуматори с еднакъв режим на работа се определя с формулите:

$$P_M = K_T \cdot P_H; \quad Q_M = P_M \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (5.13)$$

където K_T е коефициентът на търсене на групата консуматори; $\operatorname{tg} \varphi$ се определя от стойността на $\cos \varphi$.

В справочната литература [18,24,26] се дават стойности на K_T и $\cos \varphi$ за еднородни групи консуматори в различни промишлени отрасли (табл. 5.1). За група консуматори със среден коефициент на включване 0,8, стойностите на коефициента на търсене могат да се определят от коефициента на използване (табл. 5.2):

Таблица 5.2. Стойности на K_T в зависимост от K_H при $K_B=0,8$

K_H	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
K_T	0,5	0,6	0,65÷0,7	0,75÷0,8	0,85÷0,9	0,92÷0,95

Пълният максимален продължителен товар за дадено звено от ЕСПП (цех, предприятие) може да се определи с помощта на коефициента на едновременност по формулата:

$$S_M = K_e \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{M,i}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{M,i}\right)^2}, \quad (5.14)$$

където n е броят на групите на консуматорите.

5. Определяне на средните и максимални продължителни електрически изчислителни товари

В сравнение с метода на подредените товари графици, методът на коефициента на търсене има следните недостатъци:

- коефициентът на търсене се приема за постоянна величина в зависимост от броя на консуматорите в групата, което при големи стойности на p_e води до завишаване на получените максимални продължителни товари;

- коефициентът на търсене се определя за 30-минутни товари без възможност за корекция при друга продължителност. Поради това при сечения проводници и кабели над 25 mm^2 се получава преоразмеряване;

- коефициентът на търсене зависи от производствената технология. При изменение на технологията, коефициентите трябва да се коригират, което е трудна задача;

- коефициентът на едновременност K_e се приема от 0,85 до 1 в зависимост от положението на звеното в ЕСПП, за което се пресмята максималният товар. Опитното определяне на K_e е трудна задача.

Предимство на метода на коефициента на търсене е по-лекия изчислителен процес, но поради посочените по-горе допускания, той се използва само за приблизителна групова оценка на максималните товари.

5.2.3. Метод на специфичния товар (мощност)

При този метод максималният продължителен товар се определя с израза:

$$P_M = p_0 \cdot F, \quad (5.15)$$

където F е площта, на която са разместени групата консуматори, m^2 ;
 p_0 – специфичният максимален продължителен товар за единица производствена площ (специфична плътност на товара), kWh/m^2 .

Недостатък на метода е, че специфичната плътност на товара в промишлени обекти зависи от редица фактори и има неустойчив характер. Променя се в границите $0,15 \div 1,15 \text{ kWh/m}^2$. Поради това методът се използва само за предварителна и приблизителна оценка на товара.

Този метод е приет за основен [17] при определяне на максималния товар на обществени сгради. В случая се използва формулата:

$$P_M = p_0 \cdot N, \quad (5.16)$$

където N е броят работни места или друг показател за проектирания обект;
 p_0 - специфичен максимален товар за 1 работно място или друг показател.

Препоръчителни стойности за специфичния максимален товар на обществени сгради са посочени в Наредба №3/2004 г. [17].

5.2.4. Метод на специфичния разход на електроенергия

Използва се за потребители с практически постоянен товаров график, за които максималния продължителен товар се приема равен на средния:

$$P_M = P_{cp} = \frac{M_{cm} \cdot W_{сп}}{T_{cm}}, \quad (5.17)$$

където M_{cm} е количеството продукция за една работна смяна;
 $W_{сп}$ – специфичен разход на енергия за единица продукция;
 T_{cm} – продължителност на най-натоварената работна смяна.

С постоянен или слабо изменящ се товаров график работят вентилатори, компресори, помпи, съпротивителни пещи, много от консуматорите в химическа промишленост и др.

При проектиране методът се прилага със следната формула:

$$P_M = \frac{M_{год} \cdot W_{сп}}{T_M}, \quad (5.18)$$

където $M_{год}$ е годишен обем на продукцията;
 T_M - годишна часова използваемост на максималният товар.

Отделните агрегати и промишлени цехове имат сравнително устойчиви специфични разходи на електрическа енергия, тъй като обикновено произвежданата продукция за единица време е почти постоянна. Поради това този метод е сравнително точен при определяне на максималния продължителен товар при известни специфични товари за съответното звено на ЕСПП.

5.2.5. Метод на коефициента на формата

При този метод се приема, че максималният продължителен товар е равен на средноквадратичния и изхождайки от формула (4.7) се получава:

$$P_M \approx P_{ср.кв} = K_{ф} \cdot P_{ср}. \quad (5.19)$$

Средноквадратичният товар се приближава по стойност до максималния продължителен при консуматори с повторно-кратковременен режим, чийто ТГ има цикъл, много по-малък от температурната времеконстанта на елементите на хранващата линия ($t_{ц} \gg 3T_0$). Това прави метода на коефициента на формата подходящ за определяне максималните продължителни товари на силови шинопроводи в цехове, шини ниско напрежение в цехови и разпределителни подстанции, които хранват група консуматори с продължителен режим на работа със сравнително равномерен товаров график с $K_{ф}=1 \div 1,2$.

При проектиране, коефициентът на формата може да се определи от опитни данни за съществуващи промишлени обекти с подобен технологичен процес и производителност.

6. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ВЪРХОВИЯ ТОК

Дефиниция и предназначение на върховия ток (товар) са изложени в т. 5.3 на настоящото учебно пособие. Изчисляването на върховия ток се съобразява с пусковите и работни характеристики на консуматорите в разглежданата група.

6.1. Определяне на върховия ток на единични консуматори

Върховият ток на единични консуматори i_v се приема равен на пусковия им ток i_n . В техническите данни на консуматорите обикновено се дава номиналния им ток i_n и кратността на пусковия ток k_n . Тогава i_v се определя по формулата:

$$i_v = i_n = k_n \cdot i_n . \quad (6.1)$$

Когато не се разполага с точни данни, пусковият ток може да се определи по следния начин:

- за асинхронни двигатели с накъсо съединен ротор и синхронни двигатели се приема 5÷8 пъти номиналния ток;
- за асинхронни двигатели с навит ротор и постояннотокови двигатели се приема 2,5 пъти номиналния ток;
- за пещни и заваръчни трансформатори се приема 3 пъти номиналния (без привеждане към ПВ = 100%);
- за луминесцентни лампи достига 2 пъти номиналния ток като при конвенционална стартерна схема е с продължителност 6÷10 s;
- за живачни лампи с високо налягане достига до 3 пъти номиналния ток и е с продължителност около 60 s;
- за нажежаеми лампи достига до 18 пъти номиналния ток, но при малки мощности на лампите е много краткотраен и може да не се отчита. При лампи с мощност 500 W продължителността му е около 0,3 s и трябва да се отчита при избор на бързо действащи защитни апарати.

6.2. Определяне на върховия ток на група консуматори с активно-индуктивен товар и напрежение под 1000V

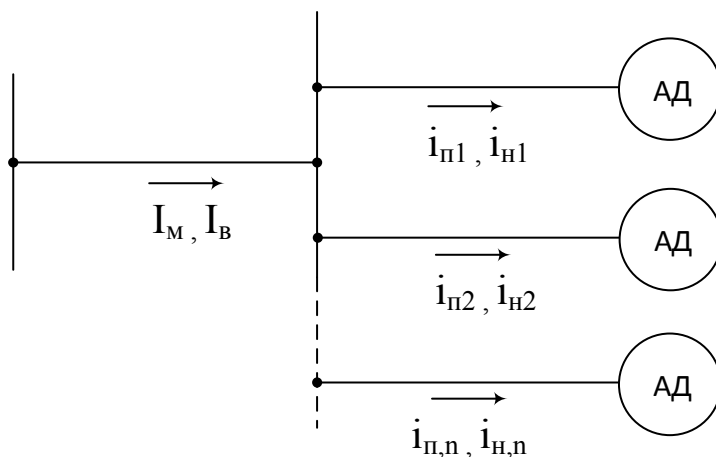
На фиг. 6.1 е показана група асинхронни двигатели (АД) с активно-индуктивен товар, които се включват в различни моменти от времето. Върховият ток I_v на групата консуматори се определя със сумата от най-големия пусков ток $i_{n.m}$ на единичен консуматор от групата и максималния продължителен ток I'_m на всички останали консуматори:

$$I_v = i_{n.m} + I'_m = i_{n.m} + (I_m - K_{игр} \cdot i_{n.m}) , \quad (6.2)$$

6. Определяне на върховия ток

където $i_{n,m}$ е най-големия от пусковите токове на АД от групата;
 $i_{H,m}$ – номинален ток на двигателя с най-голям пусков ток;
 $K_{и гр}$ – групов коефициент на използване на консуматорите;
 I_M – максимален продължителен ток за цялата група.

Най-големият пусков ток $i_{n,m}$ на единичен консуматор от групата се определя по формула (6.1).



Фиг. 6.1. Група асинхронни двигатели с активно – индуктивен товар

Формула (6.2) е изведена при условие, че включването на консуматора с най-голям пусков ток съвпада с максималния 30-минутен ток на останалите консуматори в групата I'_m , т.е. като най-тежка ситуация се приема момента на пускане на консуматора с най-голям пусков ток при максимално натоварени останали консуматори от групата.

Ако по технологични причини се налага едновременно пускане на група консуматори, техният върхов ток се определя като сума от пусковите токове на отделните консуматори.

При група с малък брой консуматори с много различаващи се мощности и включваща мощни синхронни двигатели, върховият ток сравнително точно се определя с израза:

$$I_B = i_{п м} + K'_M \cdot \frac{\sqrt{(P_{ср} - p_{ср})^2 + (Q_{ср} - q_{ср})^2}}{\sqrt{3}U_H}, \quad (6.3)$$

където: $P_{ср}$ и $Q_{ср}$ са средните активни и реактивни товари за групата;
 $p_{ср}$ и $q_{ср}$ – средни активни и реактивни товари за консуматора с най-голям пусков ток;
 K'_M - коефициент на максимума на групата консуматори без консуматора (двигателя) с най-голям пусков ток.

6. Определяне на върховия ток

6.3. Определяне на върховия ток при кранови механизми

Върховият ток на кранови механизми се изчислява в зависимост от броя на крановете по формулите:

- за един кран:

$$I_B^I = K_{\Pi} \cdot I_{H1}^I + I_{H2}^I ; \quad (6.4)$$

- за два крана:

$$I_B^{II} = I_B^I + I_{H1}^{II} = K_{\Pi} \cdot I_{H1}^I + I_{H2}^I + I_{H1}^{II} ; \quad (6.5)$$

- за три и повече кранове:

$$I_B = I_B^{II} + I_{\text{ср.кв}} \cdot \frac{\sum_{i=4}^n I_{H i}}{\sum_{i=1}^n I_{H i}} , \quad (6.6)$$

където:

- I_{H1}^I и I_{H2}^I – номинален ток на най-мощния и следващия по мощност електрически двигател на първия най-мощен кран;
- K_{Π} – коефициент на пускане на най-мощния електрически двигател;
- I_{H1}^{II} – номинален ток на най-мощния двигател на втория по мощност кран;
- n – броят на двигателите във всички кранове;
- $\sum_{i=4}^n I_{H i}$ – сумата от номиналните токове на всички двигатели, освен двигателите създаващи I_B^{II} .

6.4. Определяне на върховия ток на агрегати за контактено заваряване

Върховият ток на агрегати за контактено заваряване се определя по паспортни данни с изразите:

- при еднофазни агрегати:

$$i_B = \frac{U_{2,м} \cdot i_{2,м}}{U_{\phi}} ; \quad (6.7)$$

- при трифазни агрегати:

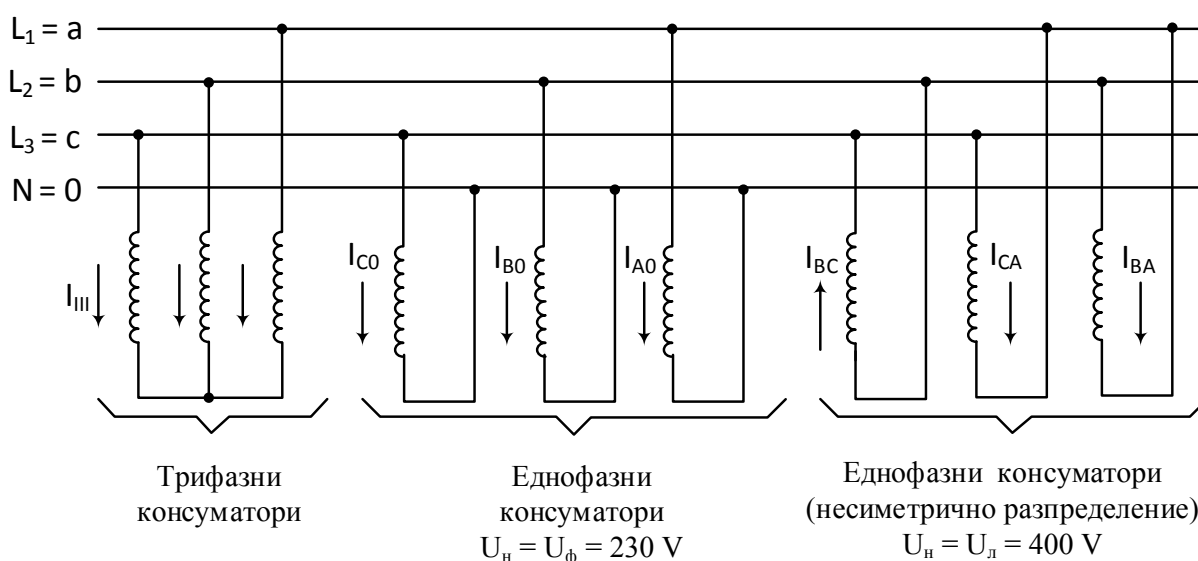
$$i_B = \frac{U_{2,м} \cdot i_{2,м}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} , \quad (6.8)$$

където: $U_{2,м}$ е максимално вторично напрежение;
 $i_{2,м}$ – вторичен заваръчен ток;
 U_{ϕ} и $U_{л}$ – съответно фазно и линейно напрежение на мрежата.

7. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКИТЕ ТОВАРИ ПРИ НЕСИМЕТРИЧНО НАТОВАРВАНЕ НА ТРИФАЗНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА

7.1. Въведение

В електроснабдителните системи освен трифазни се срещат и еднофазни консуматори, които се захранват с фазно (230 V) и линейно (400 V) напрежение (фиг. 7.1). Те могат да създадат неравномерно натоварване на различните фази на трифазната електрическа мрежа. Консуматорите захранвани с линейно напрежение, се разглеждат условно като еднофазни.



Фиг. 7.1. Схема на включване на еднофазни и трифазни консуматори

Когато сумарната мощност на неравномерно разпределените еднофазни консуматори $P_{нр,\Sigma}$ е по-малка от 15% от общата мощност на всички трифазни и еднофазни равномерно разпределени консуматори, то целият еднофазен товар се приема като трифазен.

Ако $P_{нр,\Sigma}$ е по-голяма от 15% се извършва привеждане към условна трифазна мощност. Условната трифазна мощност се определя, като товарите, включени към линейно напрежение се привеждат към товара на фазите с помощта на коефициенти на привеждане. Общият изчислителен товар се определя като утроен товар на най-натоварената фаза:

$$P_{\text{общ}} = 3 \cdot P_{\text{ф.мах}}, \quad (7.1)$$

където $P_{\text{ф.мах}}$ е товара на най-натоварената фаза.

7.2. Привеждане товарите на линейно напрежение към фазен товар.

Привеждането се извършва с помощта на коефициенти на привеждане, аналитичните изрази на които се извеждат от векторната диаграма на токовете и напреженията в трифазна електрическа мрежа – фиг. 7.2. За всяка фаза поотделно се съставя координатна система на токовете. Оста съвпадаща с фазното напрежение се нарича ос на активните токове „ I_a “, а оста, перпендикулярна на нея – ос на реактивните токове „ I_p “.

Обозначенията на векторната диаграма са следните:

U_a, U_b, U_c - фазни напрежения;

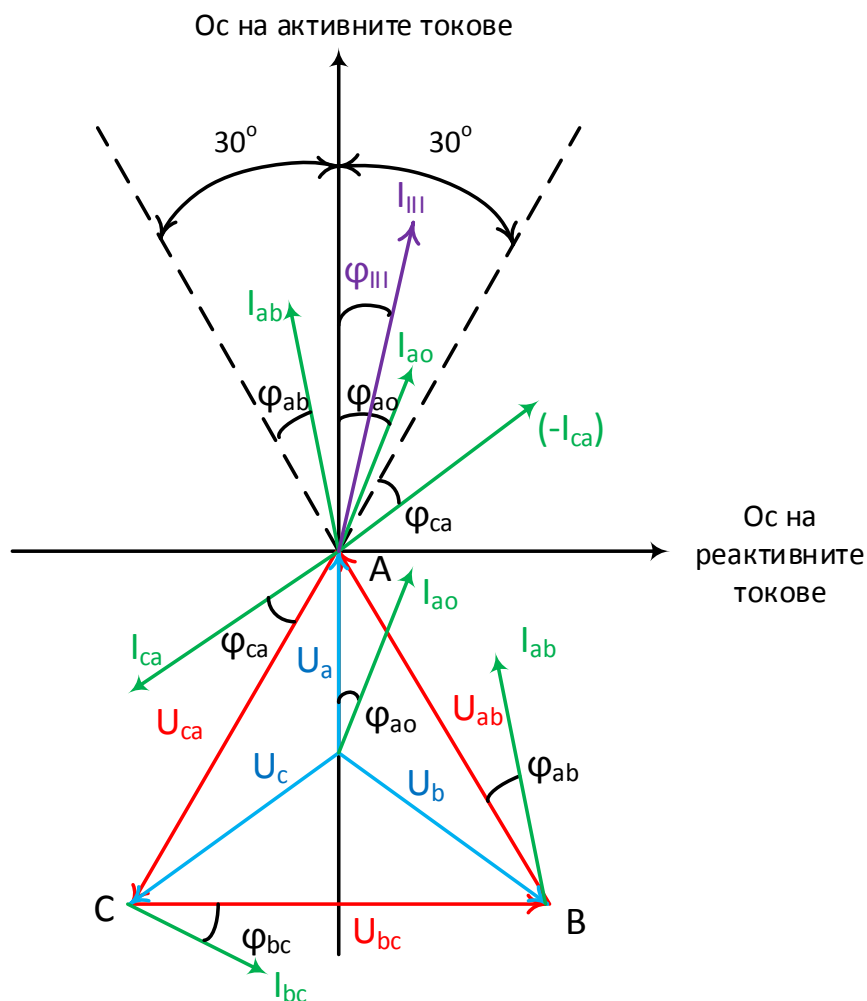
U_{ab}, U_{ca}, U_{bc} - линейни напрежения;

I_{a0} – ток на фаза „a“;

I_{ab}, I_{ca}, I_{bc} - токове на еднофазните консуматори, свързани на линейни напрежения;

$\varphi_{ab}, \varphi_{ca}, \varphi_{bc}$ - фазови разлики между напрежение и ток;

I_{III} и φ_{III} – ток и фазова разлика на трифазните консуматори.



Фиг. 7.2. Векторна диаграма на токовете при несиметрично натоварване

От векторната диаграма за общия активен ток на фаза „а“ се сумират активните съставлящи на токовете с участие на фазата и се определя израза:

$$I_{\text{а}}^{\text{акт}} = \underbrace{I_{\text{III}} \cos \varphi_{\text{III}}}_{\text{от 3 ф. консуматори}} + \underbrace{I_{\text{ао}} \cos \varphi_{\text{ао}}}_{\text{от 1 ф. консуматори на 230V}} + \underbrace{I_{\text{ав}} \cos(30^\circ - \varphi_{\text{ав}}) + (-I_{\text{са}}) \cos(30^\circ + \varphi_{\text{са}})}_{\text{от 1 ф. консуматори на 400V}}. \quad (7.2)$$

След извършване на математически преобразувания се получава израза:

$$\begin{aligned} I_{\text{а}}^{\text{акт}} &= I_{\text{III}} \cdot \cos \varphi_{\text{III}} + I_{\text{ао}} \cdot \cos \varphi_{\text{ао}} + I_{\text{ав}} \cdot \cos(30^\circ - \varphi_{\text{ав}}) + (-I_{\text{са}}) \cdot \cos(30^\circ + \varphi_{\text{са}}) = \\ &= I_{\text{III}} \cdot \cos \varphi_{\text{III}} + I_{\text{ао}} \cdot \cos \varphi_{\text{ао}} + I_{\text{ав}} (\cos 30^\circ \cdot \cos \varphi_{\text{ав}} + \sin 30^\circ \cdot \sin \varphi_{\text{ав}}) + I_{\text{са}} (\cos 30^\circ \cdot \cos \varphi_{\text{са}} - \sin 30^\circ \cdot \sin \varphi_{\text{са}}) = \\ &= I_{\text{III}} \cdot \cos \varphi_{\text{III}} + I_{\text{ао}} \cdot \cos \varphi_{\text{ао}} + I_{\text{ав}} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cos \varphi_{\text{ав}} + \frac{1}{2} \sin \varphi_{\text{ав}} \right) + I_{\text{са}} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cos \varphi_{\text{са}} - \frac{1}{2} \sin \varphi_{\text{са}} \right) = \\ &= I_{\text{III}} \cdot \cos \varphi_{\text{III}} + I_{\text{ао}} \cdot \cos \varphi_{\text{ао}} + \sqrt{3} I_{\text{ав}} \cos \varphi_{\text{ав}} \left(\frac{1}{2} + \frac{\text{tg} \varphi_{\text{ав}}}{2\sqrt{3}} \right) + \sqrt{3} I_{\text{са}} \cos \varphi_{\text{са}} \left(\frac{1}{2} - \frac{\text{tg} \varphi_{\text{са}}}{2\sqrt{3}} \right), \end{aligned} \quad (7.3)$$

след което от активния ток на фаза „а“, се определя активната мощност на фазата като произведение между фазовото напрежение $U_{\text{ф}}$ и тока $I_{\text{а}}^{\text{акт}}$:

$$\begin{aligned} P_{\text{а}} = U_{\text{ф}} \cdot I_{\text{а}}^{\text{акт}} &= \underbrace{U_{\text{ф}} \cdot I_{\text{III}} \cdot \cos \varphi_{\text{III}}}_{\frac{P_{\text{III}}}{3}} + \underbrace{U_{\text{ф}} \cdot I_{\text{ао}} \cdot \cos \varphi_{\text{ао}}}_{P_{\text{ао}}} + \\ &+ \underbrace{\sqrt{3} U_{\text{ф}} \cdot I_{\text{ав}} \cdot \cos \varphi_{\text{ав}}}_{P_{\text{ав}}} \underbrace{\left(\frac{1}{2} + \frac{\text{tg} \varphi_{\text{ав}}}{2\sqrt{3}} \right)}_{(p_{\text{ав}})_{\text{а}}} + \underbrace{\sqrt{3} U_{\text{ф}} \cdot I_{\text{са}} \cdot \cos \varphi_{\text{са}}}_{P_{\text{ас}}} \underbrace{\left(\frac{1}{2} - \frac{\text{tg} \varphi_{\text{са}}}{2\sqrt{3}} \right)}_{(p_{\text{ас}})_{\text{а}}}. \end{aligned} \quad (7.4)$$

След извършване на полаганията, посочени във формула (7.4), изразът за активната мощност на фаза „а“ приема следният удобен окончателен вид:

$$P_{\text{а}} = \frac{P_{\text{III}}}{3} + P_{\text{ао}} + (p_{\text{ав}})_{\text{а}} \cdot P_{\text{ав}} + (p_{\text{ас}})_{\text{а}} \cdot P_{\text{ас}}, \quad (7.5)$$

където $\frac{P_{\text{III}}}{3}$ е частта от мощността на симетричните трифазни товари във фаза „а“;

$P_{\text{ао}}$ – еднофазните товари на фазно напрежение във фаза „а“;

$P_{\text{ав}}$ и $P_{\text{ас}}$ – еднофазните товари на линейно напрежение с участие на фаза „а“;

$(p_{\text{ав}})_{\text{а}} = \frac{1}{2} + \frac{\text{tg} \varphi_{\text{ав}}}{2\sqrt{3}}$ и $(p_{\text{ас}})_{\text{а}} = \frac{1}{2} - \frac{\text{tg} \varphi_{\text{са}}}{2\sqrt{3}}$ – коефициенти на привеждане на еднофазните товари на линейно напрежение с участие на фаза „а“, съответно за $P_{\text{ав}}$ и $P_{\text{ас}}$.

По аналогичен на гореописания начин се извършва извеждане на израз и за реактивната мощност „ $Q_{\text{а}}$ “:

$$Q_a = \frac{Q_{III}}{3} + Q_{a0} + P_{ав} \cdot (q_{ав})_a + P_{ac} \cdot (q_{ca})_a, \quad (7.6)$$

където $(q_{ав})_a$ и $(q_{ca})_a$ са коефициенти на привеждане на реактивните товари, включени съответно между фазите „ab“ и „ca“, към товара на фаза „a“.

Аналитичните изрази за коефициентите на привеждане на активните и реактивните товари към всички фази имат следния вид:

$$\begin{aligned} (p_{ab})_a &= (p_{bc})_b = (p_{ca})_c = \frac{1}{2} + \frac{tg\varphi_{12}}{2\sqrt{3}}; \\ (p_{ab})_b &= (p_{bc})_c = (p_{ca})_a = \frac{1}{2} - \frac{tg\varphi_{12}}{2\sqrt{3}}; \\ (q_{ab})_a &= (q_{bc})_b = (q_{ca})_c = \frac{tg\varphi_{12}}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}}; \\ (q_{ab})_b &= (q_{bc})_c = (q_{ca})_a = \frac{tg\varphi_{12}}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}}, \end{aligned} \quad (7.7)$$

където φ_{12} е фазовата разлика между токовете и съответните линейни напрежения.

За удобство в литературата [11,14,23,26] се представят изчислени по формули (7.7) стойности на коефициентите на привеждане в зависимост от фактора на мощността – табл. 7.1.

Табл. 7.1. Стойности на коефициентите на привеждане на еднофазни електрически товари, свързани към линейно напрежение

Коефициент на привеждане	Фактор на мощността $\cos \varphi$							
	0.4	0.5	0.6	0.65	0.7	0.8	0.9	1
$(p_{ab})_a = (p_{bc})_b = (p_{ca})_c$	1.17	1.00	0.89	0.84	0.80	0.72	0.64	0.5
$(p_{ab})_b = (p_{bc})_c = (p_{ca})_a$	-0.17	0	0.11	0.16	0.20	0.28	0.36	0.5
$(q_{ab})_a = (q_{bc})_b = (q_{ca})_c$	0.86	0.58	0.38	0.30	0.22	0.09	-0.05	-0.29
$(q_{ab})_b = (q_{bc})_c = (q_{ca})_a$	1.44	1.16	0.96	0.88	0.80	0.67	0.53	0.29

8. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА КОНСУМАЦИЯТА И ЗАГУБИТЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ В ПРОМИШЛЕНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

8.1. Определяне на консумацията на електрическа енергия

Консумацията представлява интегрален показател на електрическото потребление за работна смяна, месец и година. За промишлените предприятия, които са в експлоатация, определянето и измерването на консумацията на електроенергия, се извършва чрез електромери за активна и реактивна енергия.

При проектиране, годишната консумация на електрическа енергия се определя по изчислителен път с аналитични изрази (формули).

А) Консумираната активна електрическа енергия – „ W_e “ за промишлени обекти се определя с изрази:

$$W_G = \underbrace{k_{и,г} \cdot P_H}_{P_{ср.год}} \cdot T_G = P_{ср.год} \cdot T_G \approx \alpha_a \cdot P_{ср} \cdot T_G, \quad (8.1)$$

където:

- W_G – консумация на електрическа енергия за период от 1 година;
- $k_{и,г}$ – коефициент на използване;
- T_G – сумарно работно време (часове) за годината;
- α_a – коефициент, отчитащ колебанията на активния товар по работни смени, дни и сезони.

Сумарното работно време за годината зависи от характера на производството и технологичния процес и се определя с изрази:

$$T_G = (365 - m) \cdot n \cdot T_{см} \cdot k_p, \quad (8.2)$$

където:

- 365 – брой дни за 1 година;
- m – брой на неработните и празничните дни в годината;
- n – брой на работните смени;
- $T_{см}$ – продължителност на работната смяна (често 8 часа);
- k_p – коефициент, отчитащ времето за ремонтите и други престои без работа. Приема се в границите $k_p = (0,96 \div 0,98)$.

Когато се разполага с данни за относителното натоварване (β_2, β_3) за натоварването на 2-ра и 3-та работни смени спрямо първата (β_1), годишната консумация се изчислява по следната формула :

$$W_G = P_{ср} \cdot (T_{г,1} + \beta_2 \cdot T_{г,2} + \beta_3 \cdot T_{г,3}) \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (8.3)$$

8. Определяне на консумацията и загубите на електрическа енергия в промишлените предприятия

където:

- $P_{\text{ср.}}$ е среден товар на най-натоварената смяна;
- $T_{\text{Г,1,2,3}}$ – продължителност на 1-ва, 2-ра и 3-та работна смяна;
- κ_1 – отчита работата в почивните дни, $\kappa_1 = (1 \div 1,05)$;
- κ_2 – отчита месечните колебания на товарите, $\kappa_2 = (0,8 \div 0,9)$.

Когато са известни специфичните разходи „ $w_{\text{сп}}$ “ на електрическа енергия за единица продукция, годишната консумация се определя с израза:

$$W_{\text{Г}} = w_{\text{сп}} \cdot M, \quad (8.4)$$

където M е обема на годишната продукция.

Приблизителното определяне на годишния разход на електрическа енергия може да се направи с израза:

$$W_{\text{Г}} = P_{\text{М.}} \cdot T_{\text{М}}, \quad (8.5)$$

където:

- $P_{\text{М}}$ – максимален продължителен товар;
- $T_{\text{М}}$ – годишна часова използваемост на максималния продължителен товар.

Б) Консумираната реактивна електрическа енергия – „ $V_{\text{Г}}$ “ за промишлен обект се определя с израза:

$$V_{\text{Г}} = W_{\text{Г}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{Г}}, \quad (8.6)$$

където $\text{tg } \varphi_{\text{Г}}$ се определя от средния годишен фактор на мощността $\cos \varphi_{\text{Г}}$.

При наличие на компенсиращи устройства за подобряване на фактора на мощността е необходимо да се отчита и количеството реактивна енергия, генерирана (създадена) от собствените компенсиращи устройства - кондензаторни батерии и синхронни двигатели. Тогава консумираната от електрическата мрежа реактивна енергия се получава с израза:

$$V_{\text{Г,мрежа}} = V_{\text{Год}} - V_{\text{Г,комп.}}, \quad (8.7)$$

където $V_{\text{Г,комп.}}$ е реактивната енергия, генерирана от собствени компенсиращи устройства.

8. Определяне на консумацията и загубите на електрическа енергия в промишлените предприятия

В) Консумацията на електрическа енергия за осветление се определя с израза:

$$W_{Г\ o} = \underbrace{\kappa_{Т\ o} \cdot P_{Н\ o}}_{P_{М\ o}} \cdot T_{М\ o} = P_{М\ o} \cdot T_{М\ o}, \quad (8.8)$$

където $\kappa_{Т\ o}$ е коефициент на търсенето за осветление, а $T_{М\ o}$ - годишната часова използваемост на осветителната уредба, която от своя страна се изчислява по формулата:

$$T_{М\ o} = (365 - m) \cdot \frac{T_1 + T_2}{2} + T_d, \quad (8.9)$$

където T_1 и T_2 са времената на включване на осветлението съответно през най-дългата зимна и най-късата лятна нощ, а T_d – допълнително време на включване на осветителната уредба в облачни и мрачни дни.

8.2. Определяне на загубите на електрическа енергия в ЕСС

Загубите при пренос и трансформация в електроенергийната система (ЕЕС) се определят като разлика между произведената електроенергия в електрическите централи и консумираната (отчетената и заплатена) от потребителите електрическа енергия. Аналогично, определянето на загубите в даден елемент от ЕЕС става чрез измерване в началото и края на елемента, което не винаги е целесъобразно, тъй като тези загуби често са от порядъка на грешката на измервателните апарати. На практика в предприятие в експлоатация и при проектиране, определянето на загубите става по изчислителен път (с формули), като е необходимо да са известни електрическите изчислителни товари и съпротивленията на елементите от ЕСС.

Годишните загуби на електрическа енергия в даден елемент на ЕСС се определят сравнително точно чрез използване на средноквадратичния ток $I_{ср.кв}$ с израза:

$$\Delta W_{год} = 3 \cdot I_{ср.кв}^2 \cdot R \cdot T_{Г} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot (k_{\phi} \cdot I_{ср})^2 \cdot R \cdot T_{Г} \cdot 10^{-3}, kWh, \quad (8.10)$$

където:

- $I_{ср.кв}$ е средноквадратичен ток на товара в края на линията за разглеждан период от време;
- R – съпротивление за една фаза на елемента;
- $T_{Г}$ – период от време в часове, за който се пресмятат загубите на елемента, обикновено 1 година;
- k_{ϕ} – коефициент на формата на товаровия график на елемента;
- $I_{ср}$ – среден товар на консуматора в края на линията.

8. Определяне на консумацията и загубите на електрическа енергия в промишлените предприятия

При сравнително постоянен товаров график, загубите на електрическа енергия могат да се определят приблизително чрез използване на средния товар I_{cp} с израза:

$$\Delta W_{год} \approx 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R \cdot T_{г} \cdot 10^{-3}, kWh. \quad (8.11)$$

Приблизително определяне на загубите на електрическа енергия чрез използване на годишното времетраене на максималния товар – τ_m и максималния ток I_m се извършва с израза:

$$\Delta W_{год} = 3 \cdot I_m^2 \cdot R \cdot \tau_m \cdot 10^{-3}, kWh. \quad (8.12)$$

За бързо практическо определяне на τ_m в специализираната литература се предлагат кривите, построени от А. Глазунов [22,23], които дават зависимостта $\tau_m = f(T_m; \cos \varphi)$. Тези криви са приблизителни и се отнасят само за определен вид товарови графици и дават малка точност ($\pm 20\%$). В справочната литература величините T_m и τ_m обикновено се дават в часове за година – табл. 8.1.

Табл. 8.1. Приблизителни стойности на времето за използване на максималния товар – T_m

Захранвани обекти	T_m, h
Трафопостове, захранващи предимно битови товари:	
а) градски топлофицирани и нетоплофицирани жилища	1800 ÷ 2200
б) селски райони	2600 ÷ 3200
Изводи СН, захранващи предимно градски битови товари	2000 ÷ 2400
Трафопостове и изводи СН, захранващи смесени товари	2500 ÷ 3500
Производствени обекти:	
а) с едносменен работен режим	1600 ÷ 2000
б) с двусменен работен режим	2800 ÷ 3600
в) с трисменен работен режим	4200 ÷ 5200
г) с непрекъснат работен режим	5500 ÷ 6500

При магистрални линии с равномерно разпределен по дължината товар, загубите на електрическа енергия могат да се пресметнат по горните формули, като се намалят 3 пъти.

По-висока точност на пресмятане на загубите се получава с използването на данни от цифрови (статични) електромери и компютърна техника, чрез които се обработват пълни данни за реалните товарови графици и се пресмятат с достатъчна точност загубите на енергия.

9. СХЕМИ НА ВЪНШНАТА ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНА СИСТЕМА НА ПРОМИШЛЕНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

9.1. Схеми на електроснабдителната система на промишлените предприятия – общи сведения

Схемата на електроснабдителната система в значителна степен определя сигурността и качеството на електроснабдяването. Поради това, изборът на схема е един от основните етапи при проектирането на ЕСС. Схемата се определя в зависимост от изчислителните товари, отдалечеността на захранващия източник, разположението на консуматорите, необходимата сигурност на електроснабдяването и др. [11,14,29,30,31].

Схемите на ЕСС се разделят на три основни нива:

а) *външно електроснабдяване*: обхваща електропроводите, които захранват предприятието (обекта);

б) *разпределителни мрежи*: служат за разпределяне на електрическата енергия по територията на предприятието или населеното място и осигуряват електрозахранване до всяка сграда;

в) *вътрешни инсталации*: разположени са в сградите и служат за разпределяне на енергията до всеки консуматор. От своя страна те се подразделят на:

- силови инсталации - осигуряват захранване на електродвигателите, нагревателите и др. технологични устройства;

- осветителни инсталации - осигуряват захранване на осветителните уредби.

Към всички схеми за електроснабдяване се поставят следните основни изисквания [14,15,22]:

1. Сигурност. Схемата трябва да осигурява захранване на потребителите с необходимата сигурност, като в зависимост от категорията на консуматорите се определя необходимостта и начина на резервиране.

2. Икономичност. Трябва да се избере схема с най-малки общи приведени годишни разходи, в които се включват: началните капиталовложения; годишните експлоатационни разходи; загубите на предприятието вследствие прекъсвания на електроснабдяването.

3. Схемата да осигурява високо качество на електрическата енергия за всички консуматори.

4. Схемата да бъде удобна, проста и безопасна при експлоатация и ремонт.

5. Схемата да бъде гъвкава, т.е. леко да се приспособява към различни работни режими, както нормални, така и аварийни.

9. Схеми на външната електроснабдителна система на промишлените предприятия

6. Максимално да се използва индустриален монтаж, т.е. отделните елементи от схемата да се доставят в готов вид, а на място само да се монтира (КРУ, КТП, табла, шинопроводи и др.).

7. Схемата да дава възможност за евентуални реконструкции и разширения.

9.2. Схеми на външната електроснабдителна система на ПП

В зависимост от големината на максималния товар на предприятието и отдалечеността от захранващия източник, външното електрозахранване може да се изпълни на ниско, средно или високо напрежение, като електрическата енергия се подвежда към един приемен пункт - табло, трафопост (ТП), цехова подстанция (ЦП), главна разпределителна подстанция (ГРП), главна понижаваща подстанция (ГПП) или няколко такива [11,14,22,24].

9.2.1. Външно електрозахранване на ниско напрежение

На НН се захранват всички жилища и малки обществени потребители. Външното електроснабдяване на производствени предприятия може да се изпълни на НН само при малък максимален товар (обикновено под 100 kW) и при наличие на близко разположен ТП с достатъчна разполагаема допълнителна мощност. Електрическата енергия се въвежда в главно разпределително табло (ГРТ) на захранвания обект (предприятие, сграда, жилище).

9.2.2. Външно електрозахранване на средно напрежение

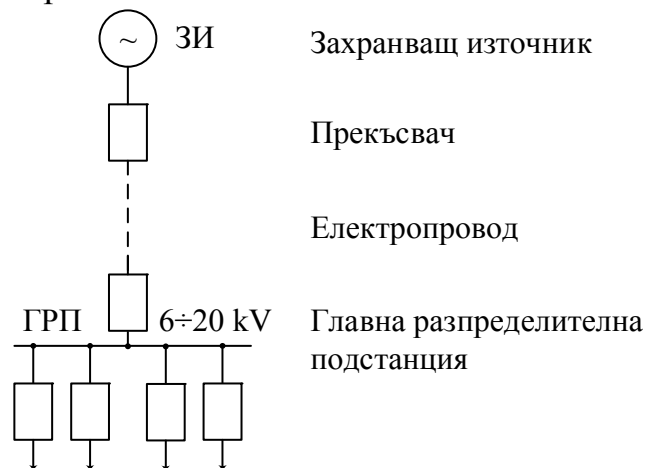
Повечето промишлени предприятия и големи обществени обекти се захранват на СН, основно от електропроводи с напрежение 20 kV. Напрежение 10 kV се използва в централните части на някои големи градове. Напрежение 6 kV се използва рядко - при захранване направо от шините с генераторно напрежение на електрическите централи или в някои селски райони.

На фиг. 9.1 е показана схема на външно електрическо захранване от един захранващ източник (ЗИ). Електропроводът обикновено е въздушен, което позволява по-бързо откриване и отстраняване на повредите в сравнение с кабелните линии. Тази схема е за консуматори 2 и 3 категория. Препоръчва се за малки и средни предприятия, разположени в близост до захранващия източник.

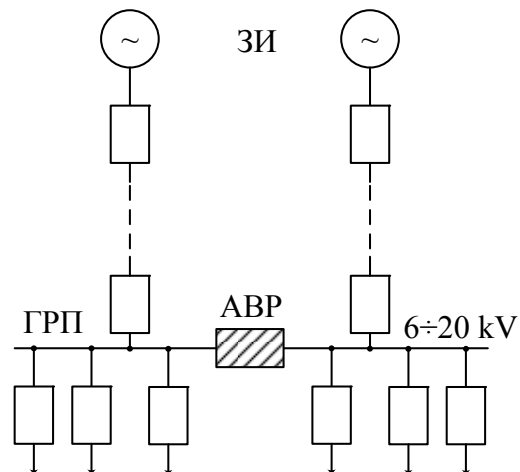
На фиг. 9.2 е показана схема на електрическо захранване от два захранващи източника (ЗИ). За повишаване на сигурността се използват два захранващи източника (въздушни или кабелни) от ЕЕС и секционирана шинна система с устройство за автоматично включване на резерва (АВР). При отпадане на един от захранващите източници или повреда в някой от електропроводите, електрозахранването се превключва автоматично от

9. Схеми на външната електрозахранителна система на промишлените предприятия

АВР към изправния ЗИ и електропровод. Електропроводите обикновено са кабелни, тъй като при отпадане на захранването, АВР бързо възстановява захранването на потребителите, без да се изчаква откриването и отстраняването на повредата. Този вид схема се използва за консуматори 1 и 2 категория.



Фиг. 9.1. Схема на външно електрическо захранване от един ЗИ



Фиг. 9.2. Схема на външно електрическо захранване от два ЗИ

При необходимост от още по-висока сигурност се използва аналогична схема, но ГРП е изпълнена с двойна шинна система. Всеки въвод или извод, посредством един прекъсвач и два разединителя "във вилка", може да се свърже и към двете шинни системи.

9.2.3. Външно електрозахранване на високо напрежение

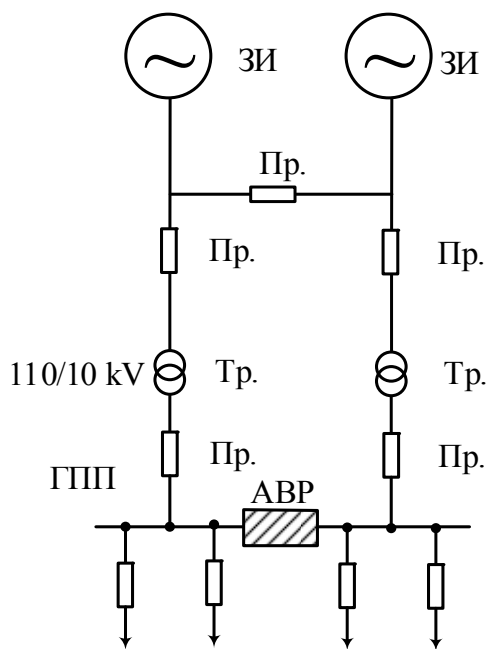
Външно електрозахранване на високо напрежение се използва за захранване на промишлени предприятия с големи максимални товари (няколко мегавата), разположени далеч от районните подстанции $110/20\text{ kV}$. От този вид са големи помпени станции, металургични и химични комбинати и др. Захранването се извършва на високо напрежение 110 kV .

Схемите за външно електрозахранване на ВН са аналогични на тези от фигури 9.1 и 9.2, но вместо ГРП се изпълнява главна понижаваща подстанция (ГПП). На фиг. 9.3 е показана схема за външно електрозахранване, като на страна ВН схемата е мостова ("Н" - схема). Средният прекъсвач осигурява независима работа на отделните трансформатори от съответните входящи линии ВН. На страна СН схемата е изпълнена със секционирана шинна система. Схемата е подходяща за електрозахранване на консуматори от втора категория, а при наличие на АВР - и на първа категория. Ако в предприятието се прилагат два вида СН (обикновено при наличие на високоволтови електродвигатели), в ГПП могат да се използват тринамотъчни трансформатори $110/20/6\text{ kV}$.

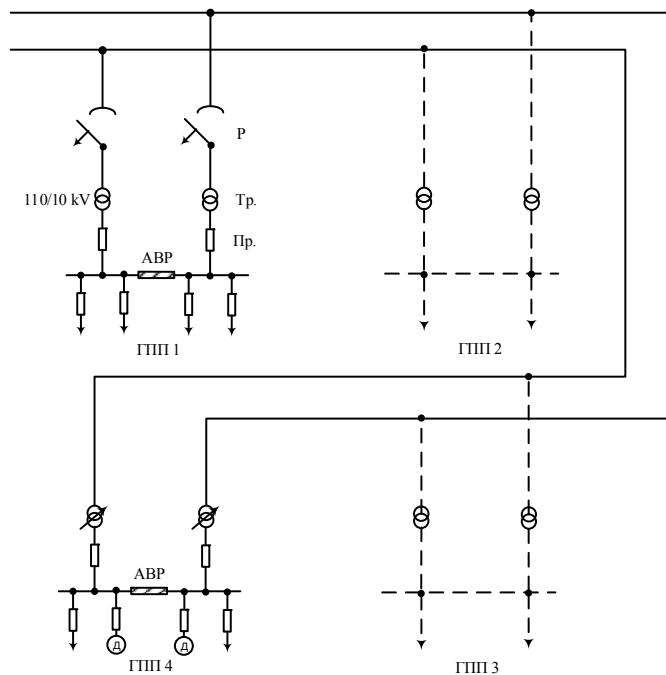
На фиг. 9.4 е показана схема, при която на територията на промишленото предприятие се въвеждат електропроводи за високо напрежение 110 kV –

9. Схеми на външната електроснабдителна система на промишлените предприятия

т.нар. „дълбок въвод“. Схемата се препоръчва за промишлени предприятия с много големи мощности.



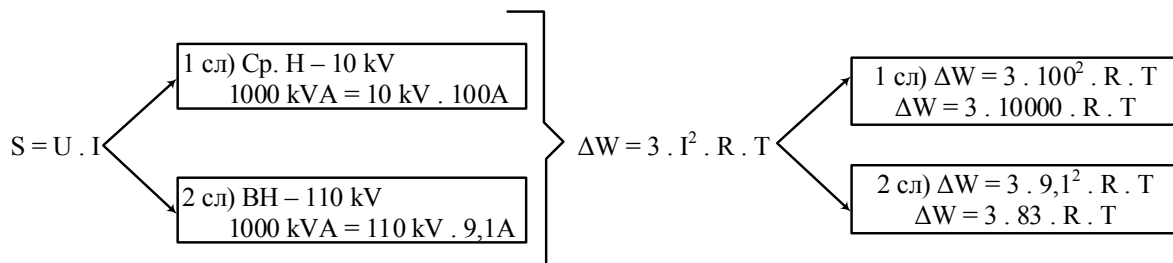
Фиг. 9.3. Мостова ("H") схема за външно електроснабдяване с ВН



Фиг. 9.4. Схема „дълбок въвод“ за захранване на ПП с ВН

Обикновено се прилага магистрална схема на захранване на ГПП (фиг. 9.4), които обикновено се изпълняват без разпределителни шини 110 kV и без прекъсвачи на първичното напрежение. Трансформаторите се включват към електропроводите с разединители или товарови прекъсвачи. Цеховите подстанции се захранват непосредствено от вторичните шини 6÷20 kV. Дълбокият въвод може да бъде изпълнен и с радиална схема.

Предимства на схемите с дълбок въвод са по-малките разходи на цветен метал и първоначални капиталовложения, както и значително по-малките загуби в електропровода в сравнение със средно напрежение (6, 10 и 20 kV) поради това, че мощността се пренася при по-малък ток – фиг.9.5.



Фиг. 9.5. Сравнение на загубите на енергия в електропроводи СН и ВН

Недостатък на дълбокия въвод е навлизането на електропровод с напрежение 110 kV на територията на предприятието, което изисква специални мерки за безопасност.

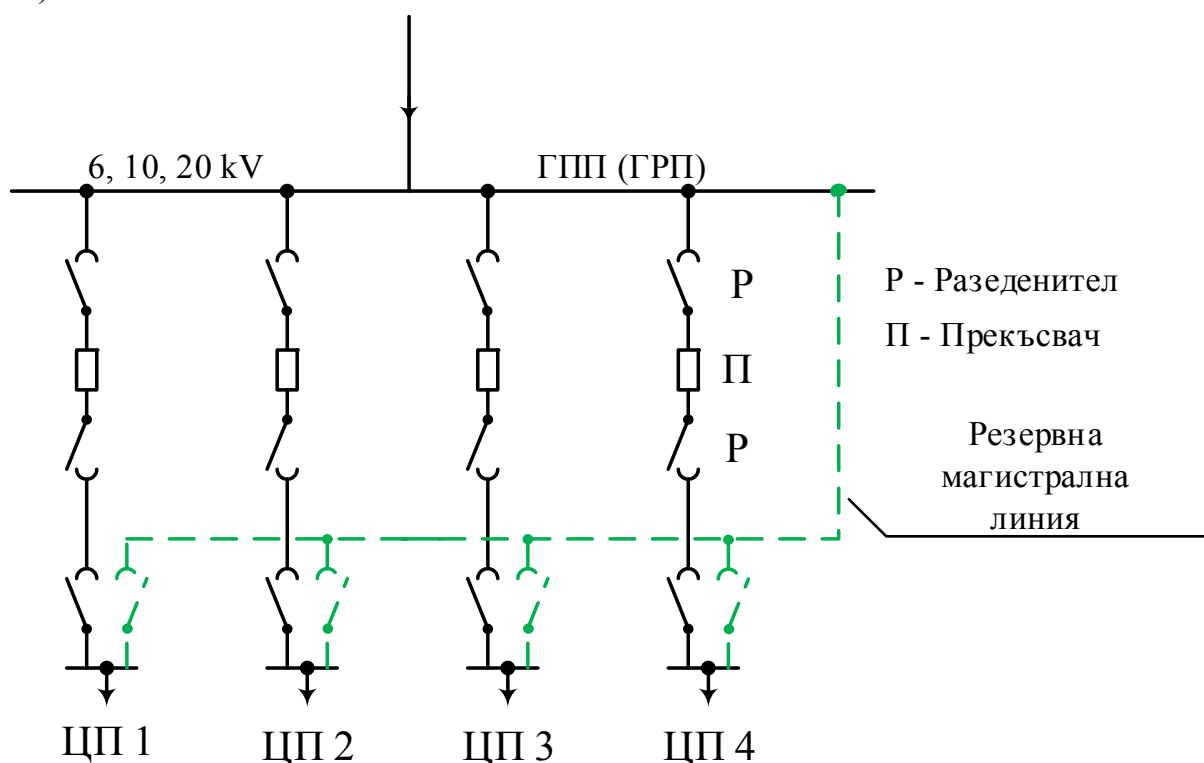
10. СХЕМИ НА ВЪТРЕШНА РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНА МРЕЖА ЗА СРЕДНО НАПРЕЖЕНИЕ

10.1. Въведение

Разпределението на електрическата енергия на територията на предприятията от главна понижаваща подстанция (ГПП) или главна разпределителна подстанция (ГРП) до цехова подстанция (ЦП), захранваща промишлените цехове се осъществява от разпределителна мрежа с напрежение 6, 10 и 20 kV. Схеми на разпределение се изпълняват като радиални, магистрални и смесени.

10.2. Отворена радиална схема

На фиг. 10.1 е показана отворена радиална схема с ръчно включване на резервно захранване. Прилага се и вариант без резервно захранване – резервната магистрална линия (обозначена с прекъснати линии на фигурата).



Фиг. 10.1. Радиална схема с обща резервна магистрала

Цеховите подстанции ЦП1, ЦП2, ЦП3 и ЦП4 се захранват от ГПП (ГРП). Схемата е подходяща за потребители 2 и 3 категория. При евентуална повреда в захранването на някоя от ЦП, захранването се възстановява за кратко време (20÷60 минути) с помощта на общата резервна магистрала (фиг. 10.1). Схемата се употребява при близко разположени ЦП, но сравнително

10. Схеми на вътрешна разпределителна мрежа за средно напрежение

отдалечени от ГПП (ГРП). Недостатък на схемата е, че резервната магистрала не се използва при нормален режим на работа. Друга схема може да се осъществи без отделна резервна магистрала, а само с резервни връзки между отделните ЦП.

Предимства на радиалната схема в сравнение с магистрална схема са:

- по-сигурно захранване - при повреда в една от линиите губи захранване само съответният потребител, докато при магистралната, в случай на повреда в началото на една от магистралите, се прекъсва захранването на всички потребители, присъединени към нея;

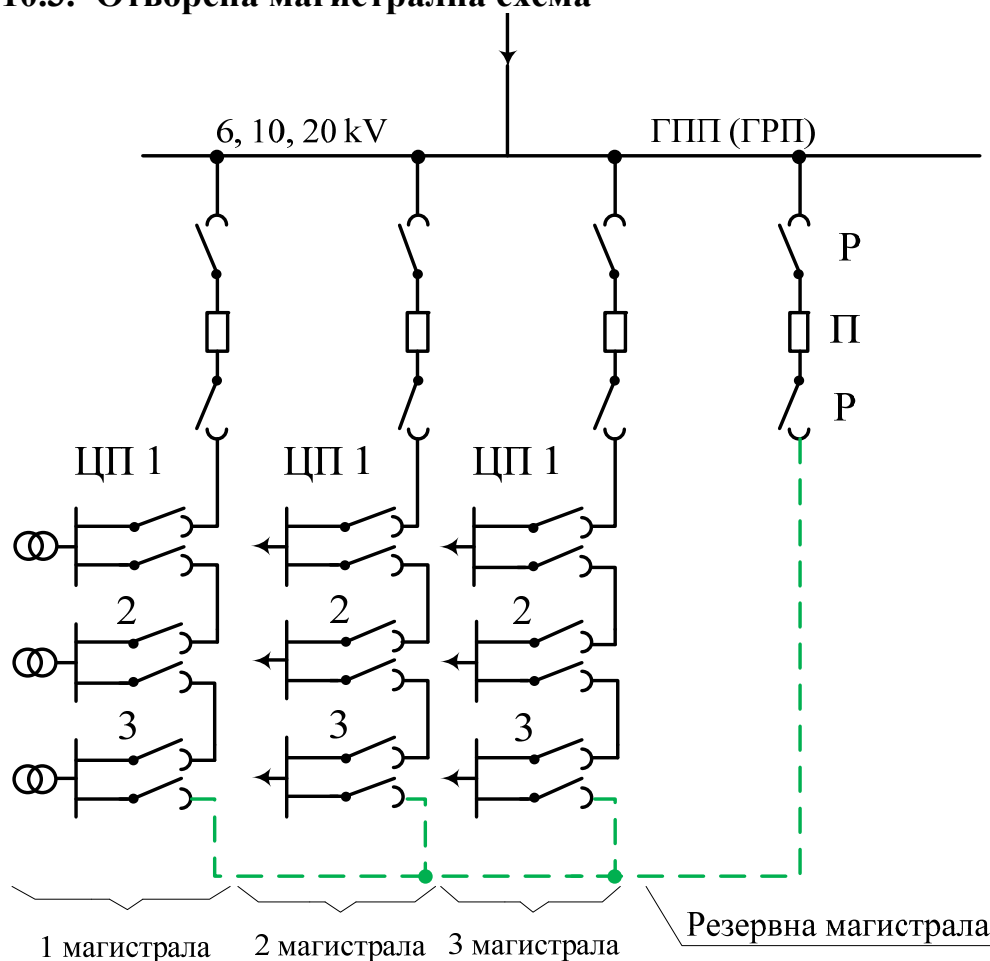
- ТП (ЦП) имат само по един въвод и затова са по-прости, безопасни и евтини;

- по-удобни са за прилагане на автоматизирани системи за централизиран контрол, управление, измерване и телемеханизация;

- при разпределителни мрежи за СН, може да се осъществява резервиране на страна НН между съседни ТП.

Радиална схема се използва, когато отделните захранвани сгради или ТП са разположени в различни направления и не са значително отдалечени спрямо захранващата уредба – ГПП (ГРП).

10.3. Отворена магистрална схема



Фиг. 10.2. Отворена магистрална схема с резервно захранване

10. Схеми на вътрешна разпределителна мрежа за средно напрежение

На фиг. 10.2 е показана отворена магистрална схема с ръчно включване на резервно захранване. Прилага се и вариант без резервно захранване – резервна магистрала (обозначена с прекъснати линии на фигурата).

Отделните магистрали (в случая 3 броя) се захранват от ГПП (ГРП), а всяка от тях захранва по 3 броя ЦП (може до 4 ÷ 5 броя). Тази схема има обща резервна магистрала. Предназначена е за потребители 3 категория. При повреда, захранването се възстановява за 1 час. При авария в 1 магистрала, се изключва нейния прекъсвач „П“, намиращ се в ГПП. След това се включват последователно отделните нейни участъци до откриване на повредата. Съществува вариант на схемата с взаимно резервиране между отделните ЦП.

Предимствата на магистралната схема спрямо радиалната са:

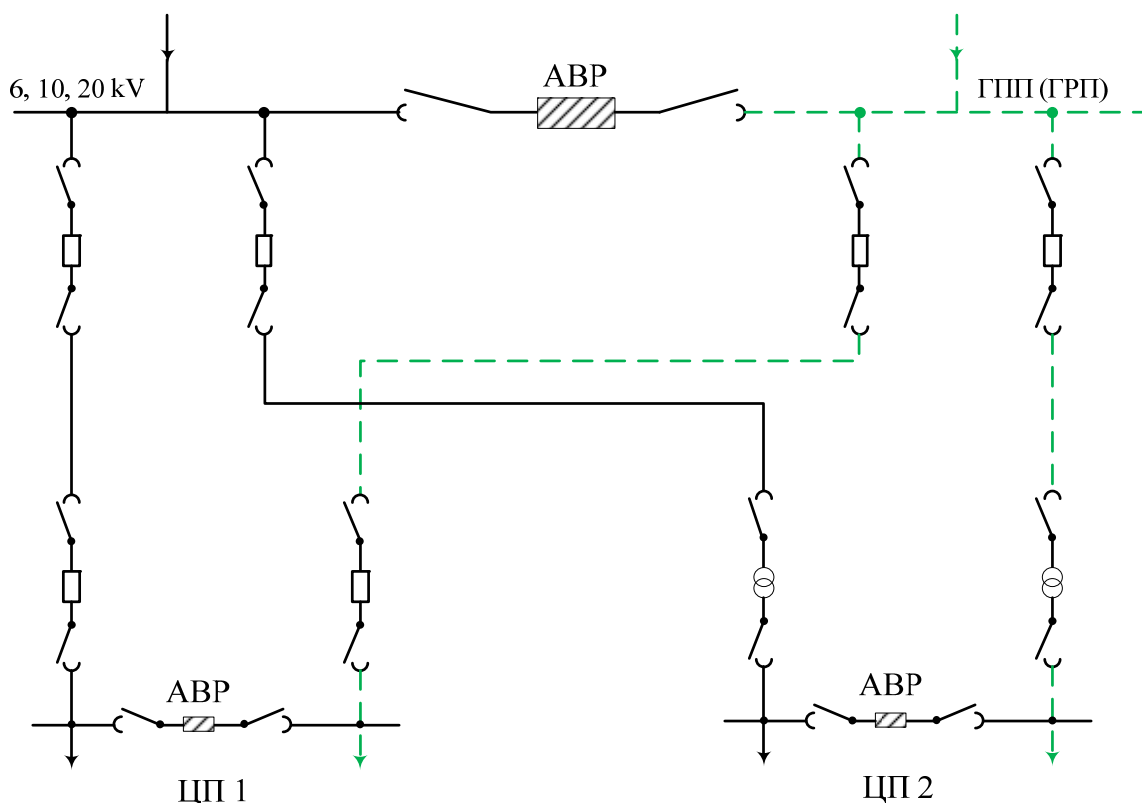
- имат по-малка обща дължина на линиите и по-добро използване на сечението на линиите;

- имат по-малък брой изводи за разпределителни линии от ГПП (ГРП) при мрежи СН, поради което те са по-прости и евтини.

Магистрална схема се използва, когато няколко захранвани сгради или ТП (ЦП) са разположени в едно направление спрямо захранващата уредба и са на сравнително големи разстояния от нея.

10.4. Отворени радиални и магистрални схеми с АВР

10.4.1. Радиална схема с АВР



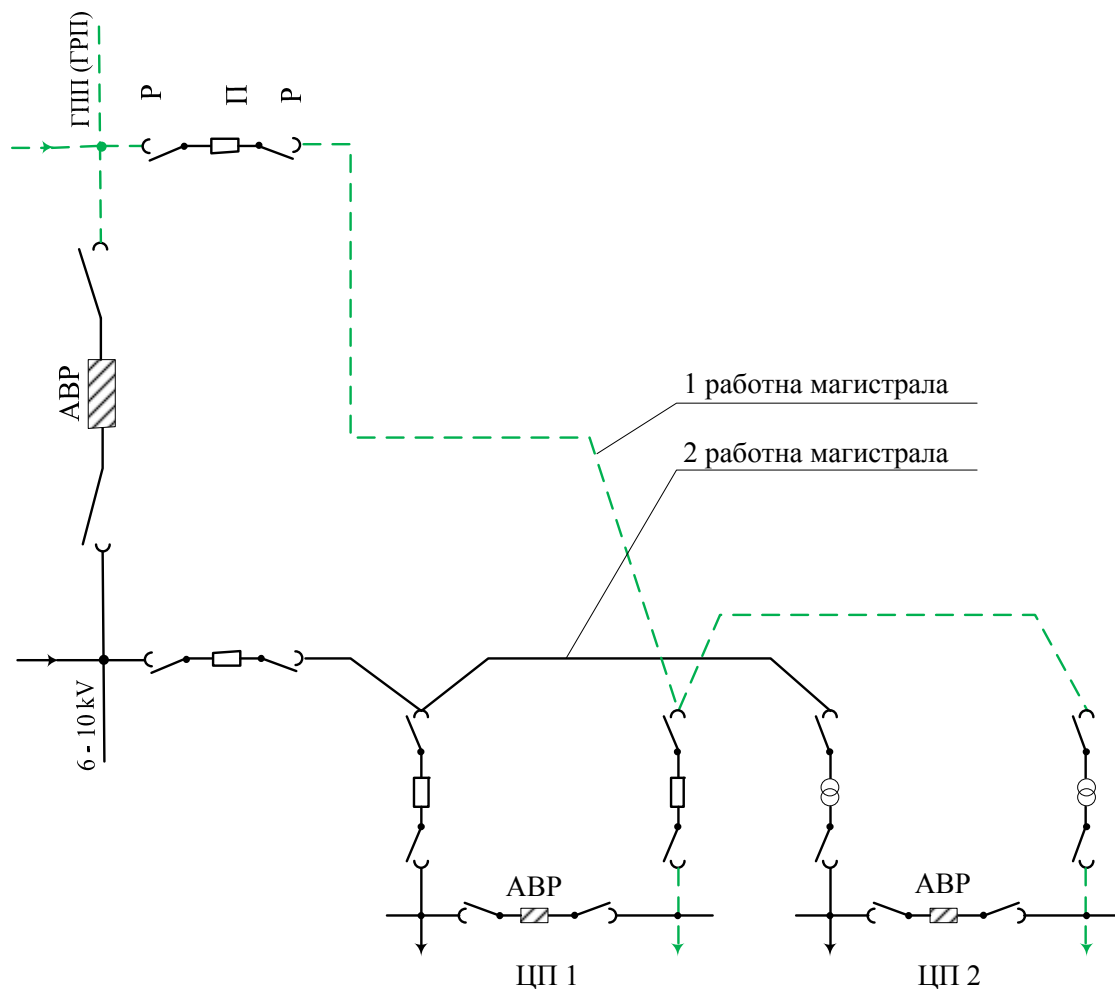
Фиг. 10.3. Отворена радиална схема с АВР

10. Схеми на вътрешна разпределителна мрежа за средно напрежение

На фиг. 10.3 е показана отворена радиална схема с АВР. Схемата е предназначена за консуматори 1 категория и осигурява сигурно и непрекъснато електрозахранване при всички повреди, благодарение на наличието на АВР. Предвидено е секционизиране на шините както в ГПП (ГРП), така и в ЦП.

10.4.2. Магистрална схема със АВР

На фиг. 10.4 е показана магистрална схема с АВР.



Фиг. 10.4. Магистрална схема с АВР

Схемата е подходяща за консуматори 1 категория. Сечението на захранващата магистрална линия средно напрежение се определя за условие на аварийен режим при повреда в една от магистралите, поради което са преоразмерени за нормален режим на работа.

Изборът на рационална схема за електроснабдяване трябва да се извършва чрез технико-икономическо сравнение между отделните възможни варианти, като за най-подходяща се приема схемата с най-малки общи приведени годишни разходи, включително и от прекъсване на захранването.

11. СХЕМИ НА ЦЕХОВА РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНА МРЕЖА ЗА НИСКО НАПРЕЖЕНИЕ

Промишлените разпределителни мрежи за ниско напрежение обикновено могат да бъдат разглеждани като две отделни електрически мрежи:

- силова инсталация (електрическа мрежа) захранваща силови консуматори: електродвигатели, електротермични уредби, мощни производствени агрегати, контакти и др.;

- осветителна инсталация (уредба) захранваща електрическото изкуствено осветление на обекта.

Силовите разпределителните мрежи за ниско напрежение са разположени в закрити помещения (производствени, обществени, жилищни) и за това към тях се поставят следните допълнителни изисквания, за съгласуване с:

- условията на околната среда (нормална, влажна, пожароопасна, взривоопасна);

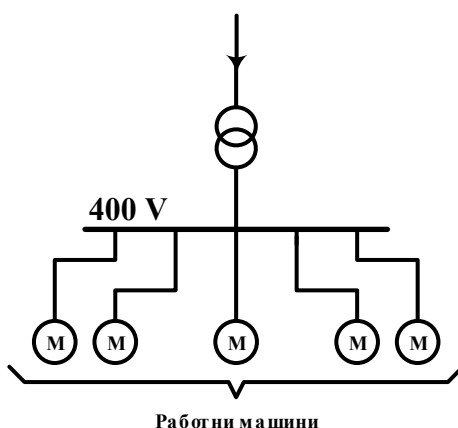
- архитектурните и конструктивни особености на съответното помещение;

- другите видове инсталации в сградата (водоснабдителни, комуникационни, газопроводни и др.).

Схемите на силовите мрежи се разделят според своята конфигурация на радиални, магистрални, смесени и затворени. Изборът на схемата зависи от броя, вида, разположението и мощността на консуматорите, както и от особеностите на технологичния процес.

11.1. Радиални схеми

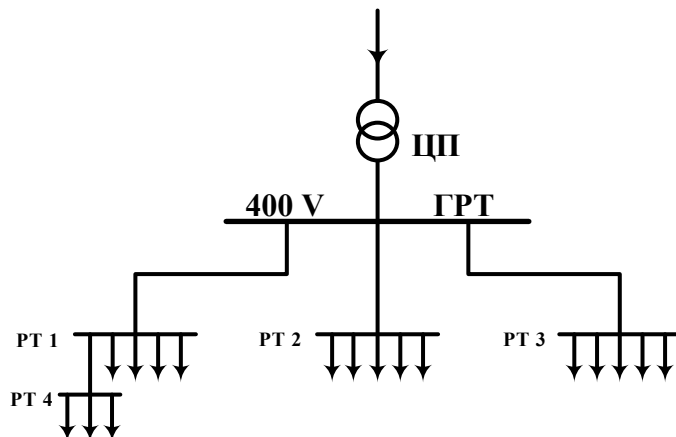
За захранване на мощни консуматори - компресори, помпи, преси, електрически пещи и др., се използва едностепенна радиална схема – фиг. 11.1.



Фиг. 11.1. Радиална схема при големи концентрирани товари

11. Схеми на цехова разпределителна мрежа за ниско напрежение

При консуматори със средна и малка мощност, разпределени на територията на цеха, се използва многостепенна схема с радиално захранвани разпределителни табла и крайни консуматори – фиг. 11.2.



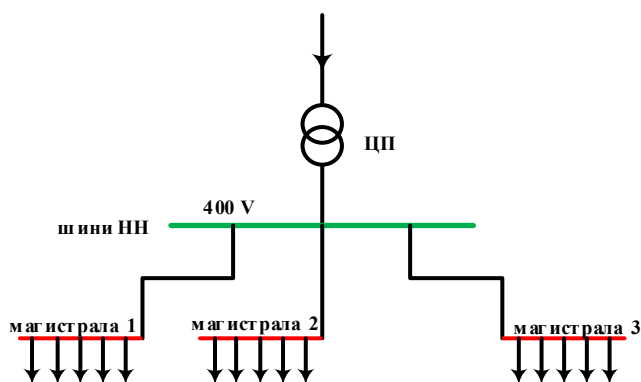
Фиг. 11.2. Радиална схема при средни и малки разпределени товари

Тези схеми се изпълняват с кабели, положени в канали в пода, на конструкции от скарпери или проводници в тръби.

Преимущество на радиалните схеми е сигурното захранване, тъй като при авария в някоя от линиите не се прекъсва работата на консуматорите в отделните радиални клонове. Радиалните схеми са по-удобни за реализиране на системи за автоматизирано електрозахранване.

Като недостатъци могат да се отбележат: при многостепенна схема (фиг. 11.2) са необходими значителен брой разпределителни табла, комутационна и защитна апаратура (автоматични прекъсвачи, предпазители, контактори и др.); при разместване на консуматори се налагат по-големи реконструкции на схемата в сравнение с магистралните схеми.

11.2. Магистрални схеми



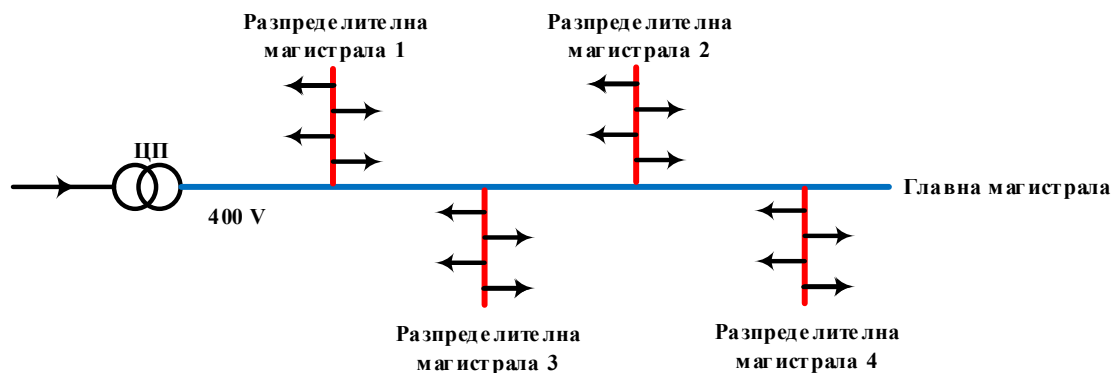
Фиг. 11.3. Магистрална схема

На фиг. 11.3. е показана магистрална схема на силова инсталация. От шините ниско напрежение (400V) на цеховата подстанция (ЦП) се захранват

11. Схеми на цехова разпределителна мрежа за ниско напрежение

отделни магистрални линии, към които се присъединяват консуматорите. Магистралите могат да бъдат: голи алуминиеви (медни) шинопроводи; изолирани шинопроводи; щепселни шинопроводи и др.

Вид магистрална схема е показаната на фиг. 11.4 – схема блок трансформатор-магистрала. При нея в цеховите подстанции няма разпределително табло, а главната магистрала се свързва директно чрез прекъсвач към трансформатора в ЦП. От главната магистрала се захранват разпределителни магистрала, към които се присъединяват крайните консуматори.



Фиг. 11.4. Схема блок трансформатор-магистрала

Магистралните схеми се прилагат при: равномерно разпределение в цеха на консуматори с малка мощност; технологични линии, в които спирането на един консуматор изисква спирането и на останалите в линията; електрически контакти и осветителни уредби.

Предимства на магистралните схеми са: лесен и бърз монтаж; лесна реконструкция при промяна на разположението на консуматорите; опростена схема на разпределителното табло за ниско напрежение в ЦП.

Недостатъци са: по-малката сигурност в сравнение с радиалната схема, тъй като при повреда в магистралната линия изгубват захранване всички присъединени към нея потребители; по-трудна експлоатация и ремонт; често преоразмеряване на сечението на магистралите за постигане на по-голяма индустриална универсалност.

11.3. Смесени схеми

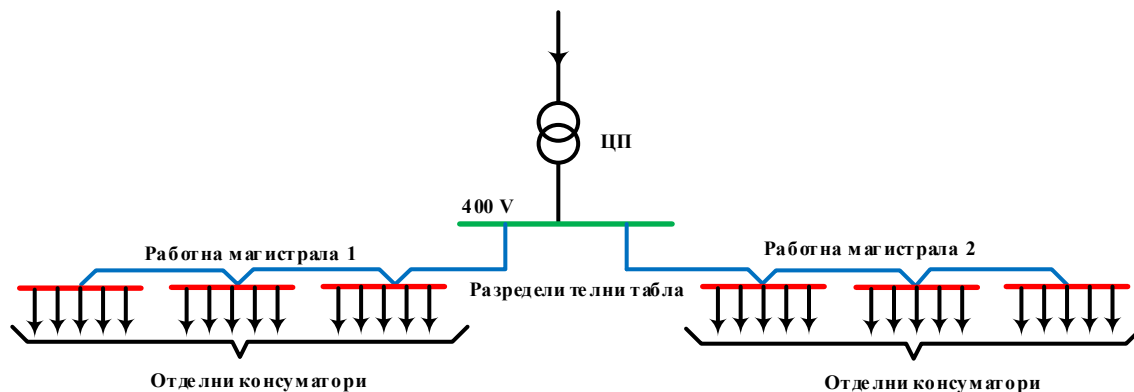
В практиката често е целесъобразно използването на смесени схеми, представляващи съчетание на елементи от радиална и магистрална схема.

На фиг. 11.5 е показана смесена магистрално-радиална схема. Разпределителните табла се захранват от магистрална линия, а отделните консуматори са свързани към тях с радиални линии.

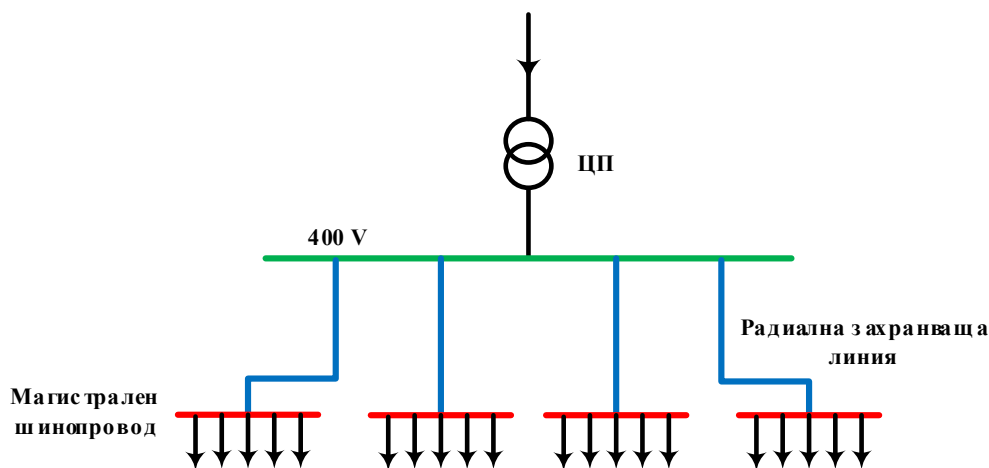
На фиг. 11.6 е показана смесена радиално-магистрална схема. При нея магистралните шинопроводи са присъединени крайни консуматори, се захранват с радиални линии от шините ниско напрежение в цеховата подстанция.

11. Схеми на цехова разпределителна мрежа за ниско напрежение

Смесените схеми намират приложение в мартенови и прокатни цехове на металургични предприятия, в леярски, ковашки, котелни и монтажни цехове на машиностроителни предприятия, в заводи за изкуствени влакна и др.



Фиг. 11.5. Смесена магистрално-радиална схема



Фиг. 11.6. Смесена радиално-магистрална схема

За повишаване на сигурността на радиалните и магистралните схеми могат да се въвеждат допълнителни резервни връзки, например между две радиални или магистрални линии, захранвани от различни трансформатори. При нормален режим, връзката между тях е прекъсната и мрежите работят като отворени.

Най-сигурно захранване, по-малко отклонение и колебание на напрежението и голяма гъвкавост при промяна на технологията се реализира чрез т.н. преплетена мрежа за ниско напрежение. Тя представлява решетка от кръстосани проводници, възлите на която са свързани електрически. Този тип затворена схема е доста по-сложна и скъпа от радиална схема, поради което е целесъобразно да се използва само при големи цехове със значителни плътности на товара и отговорни консуматори.

12. СХЕМИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА НА ОСВЕТИТЕЛНИ УРЕДБИ

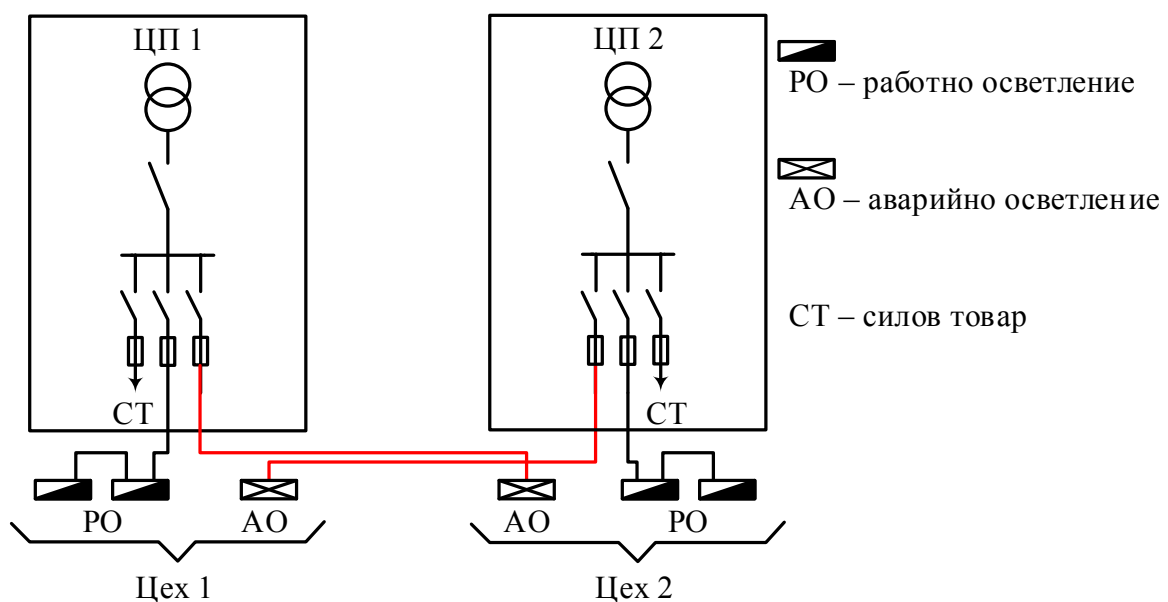
В зависимост от функционалното предназначение на изкуственото осветление в индустриалните обекти се различават:

- работно осветление (нормално);
- аварийно осветление, което от своя страна се подразделя на евакуационно и за продължаване на работата;
- дежурно и охранно осветление;
- ремонтно осветление.

Електрозахранването на работното осветление може да се осъществява съвместно със силовия товар или от самостоятелен трансформатор. Захранване на осветлението от отделен трансформатор се изпълнява когато отклонението и резките изменения на напрежението вследствие на пускане на двигатели и работа на консуматори с ударни натоварвания, би смущавало нормалната работа на светлинните източници.

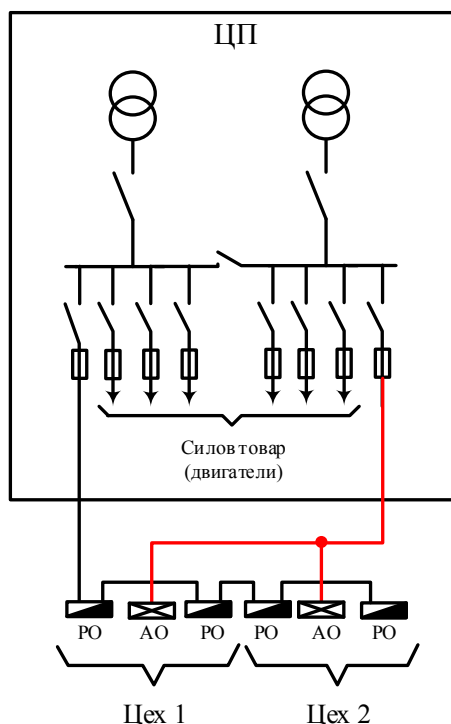
12.1. Захранване на осветлението от две цехови подстанции

Примерна схема е показана на фиг. 12.1. Всяка от цеховите подстанции (ЦП) захранва силовия товар и работното осветление на своя цех. Аварийното осветление в района на ЦП 1 се захранва от шините на ЦП 2, а аварийното осветление на цех 2 – от ЦП 1. Електрическата инсталация за аварийно осветление е независима от тази за работно осветление. Схемата е много сигурна при захранване на цеховите подстанции от независими захранващи източници.



Фиг. 12.1. Схема на захранване на работното и аварийното осветление от две цехови подстанции

12.2. Захранване на осветлението от една двутрансформаторна подстанция



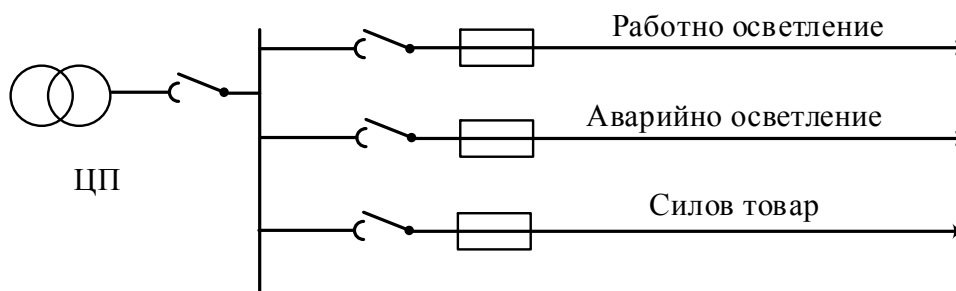
Фиг. 12.2. Схема на захранване на работното и аварийното осветление от една двутрансформаторна цехова подстанция

Примерна схема е показана на фиг. 12.2. Разпределителните шини за ниско напрежение са секционирани. Двата трансформатора работят разделно, като всеки захранва една от секциите. Работното осветление е свързано към едната от секциите, а аварийното осветление – към другата секция. Ако двата трансформатора са свързани към различни захранващи източници, сигурността на схемата е почти еднаква с тази на схемата от фиг. 12.1. При захранване на цеховата подстанция от един захранващ източник сигурността значително намалява, тъй като при повреда в източника, отпада едновременно работното и аварийното осветление. Ако повреда е в трансформатора на работното захранване, а аварийното ще заработи, докато работното захранване се превключи към изправния трансформатор чрез включване на секционния прекъсвач. Това може да се осъществява автоматично чрез устройство за автоматично включване на резерва (АВР).

Двутрансформаторното захранване на ЦП позволява при намаляване или изключване на силовия товар през нощта или в почивни дни, единият трансформатор да се изключи за намаляване на загубите на енергия. В такива случаи цялата осветителна инсталация се превключва към другия трансформатор.

12.3. Захранване на осветлението от една еднотрансформаторна цехова подстанция

При захранване на осветлението от една еднотрансформаторна цехова подстанция за силовия товар, за работното осветление и аварийното осветление се изграждат отделни независими електрически инсталации – фиг. 12.3. Сигурността на схемата е по-малка в сравнение с тези на фиг. 12.1 и 12.2, тъй като при повреда в трансформатора или захранващата го линия, отпада захранването на работното и на аварийното осветление. Тъй като едновременно с това се изключва и захранването на силовия товар, в някои случаи не е наложително да има аварийно осветление.

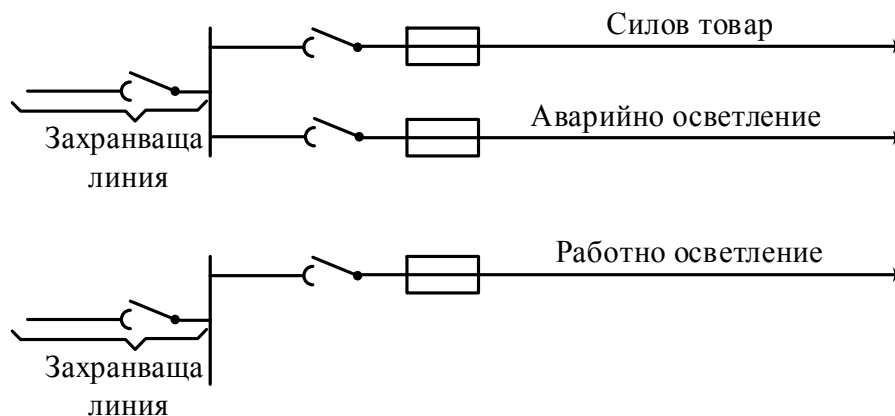


Фиг. 12.3. Схема за захранване на осветлението от една еднотрансформаторна цехова подстанция

Електрозахранването на малки цехове, складове и спомагателни сгради, обикновено се осъществява от съседна цехова подстанция чрез захранващи линии за ниско напрежение. В зависимост на броя захранващи линии ниско напрежение захранването на осветлението се извършва:

а) при една захранваща линия - по схема, аналогична на тази от фиг.12.3;

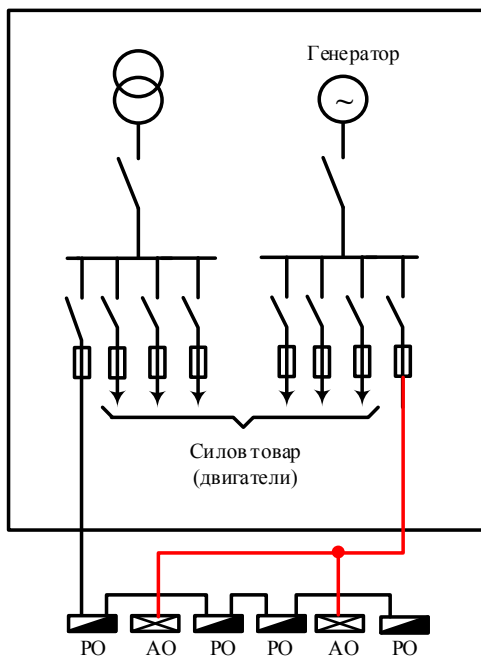
б) при наличие на две захранващи линии - аварийното осветление се захранва заедно със силовия товар от една захранваща линия, а работното осветление от отделна захранваща линия – фиг. 12.4.



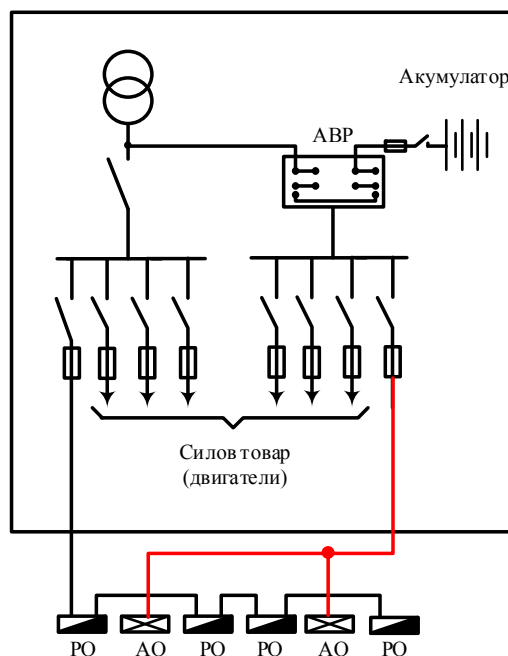
Фиг. 12.4. Електрозахранване на осветлението при захранване на цеха с две линии за ниско напрежение

12.4. Захранване на аварийното осветление от автономен независим източник

За категории потребители с по-високи изисквания към сигурността на захранването на аварийното осветление се използва автономен независим източник.



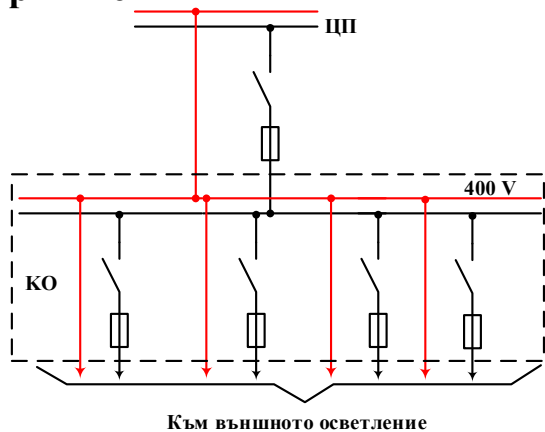
Фиг. 12.5. Схема със захранване на АО от генератор



Фиг. 12.6. Схема със захранване на АО от акумулаторна батерия

Примерни схеми за реализация на захранване на аварийното осветление от автономен източник са показани на: фиг. 12.5 със захранване от генератор; фиг. 12.6 със захранване от акумулаторна батерия. В последните години се използва захранване на аварийното осветление и от UPS (непрекъсваем електрозахранващ източник).

12.5. Захранване на външно осветление на промишлено предприятие



Фиг 12.7. Схема за захранване на външно осветление на ПП

Електрозахранването на външното работно, транспортно и охранно осветление в ПП може да се осъществява директно от шините на ЦП или от открита външна касета за осветление (КО) – фиг. 12.7. Управлението (включване/изключване) на външното осветление може да става ръчно, автоматично и дистанционно.

13. ПРЕДНАЗНАЧЕНИЕ И КЛАСИФИКАЦИЯ НА ПОДСТАНЦИИТЕ В ПРОМИШЛЕНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ. КАРТОГРАМА НА ТОВАРИТЕ

13.1. Предназначение и класификация на подстанциите

Предназначението на подстанциите в електроснабдителните системи на промишлените предприятия (ЕСПП) е да извършват приемане, трансформация и разпределение на електрическата енергия на територията на предприятието. Те се състоят от трансформатори, разпределителни устройства с комутационна апаратура и съединителни шини, релейна защита и автоматика, измервателна апаратура и спомагателни съоръжения.

Класификация на подстанциите:

а) в зависимост от изпълняваните функции:

- *Трансформаторни;*
- *Разпределителни;*
- *Преобразувателни*, които от своя страна се подразделят на: преобразуващи променлив ток в постоянен, чрез група двигател-постояннотоков генератор или чрез мощни тиристорни токоизправители; преобразуващи честотата на напрежението – от номинална честота $f=50$ Hz в друга по-висока или по-ниска, обикновено чрез полупроводников честотен преобразувател.

б) в зависимост от предназначението:

- *Възлова разпределителна подстанция (ВРП)*. Първичната страна е на високо напрежение 110÷400 kV. Изграждат се за много големи промишлени предприятия. Служат за връзка между електроенергийната система (ЕЕС) и ЕСПП. Тяхната цел е сигурна и опростена електроснабдителна система. При тях най-често няма трансформация, а само преразпределение на електроенергията;

- *Главна понижавача подстанция (ГПП)* – тя е с първично високо напрежение 110÷220 kV и средно напрежение на вторичната страна - 6, 10 или 20 kV. В България най-разпространеното вторично напрежение в ГПП е 20 kV. Изграждат се за големи промишлени предприятия с дълбок въвод (т.9.2.3). Възможна е комбинация между ВРП и ГПП или една ВРП захранва няколко ГПП;

- *Цехова (трансформаторна) подстанция (ЦП)* в ЕСПП. Аналогични са функциите и на *Трафопостовите (ТП)* в ЕСС извън промишлените предприятия (комунално-битови трафопостове). Те са с първично средно напрежение 6, 10 или 20 kV и вторично ниско напрежение 0,4÷0,66 kV за крайните консуматори;

- *Разпределителна подстанция (РП)*. Изграждат се за цехове с единични мощни товари на СН или за разпределение на електрическата енергия между няколко ЦП - главна разпределителна подстанция (ГРП);

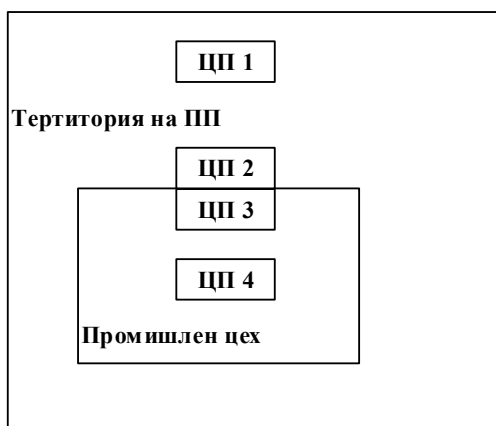
в) според конструктивното изпълнение:

- *постройки със зидани килии* обикновено с открити разпределителните уредби (ОРУ) за ВН и закрити разпределителните уредби (ЗРУ) за СН и НН;

- *закрити подстанции;*

- *комплектни трансформаторни подстанции (КТП)* състоящи се от трансформатор и комплектно разпределително устройство (КРУ), които се доставят като завършен продукт или се сглобяват модулно на място. Предимства на КТП са бързият монтаж и по-компактни размери;

г) класификация на ЦП според мястото на изграждането им:



Фиг. 13.1. Видове ЦП в зависимост от местоположението им спрямо захранвания цех

В зависимост от местоположението на ЦП спрямо цеха, който захранва, се различават – фиг.13.1:

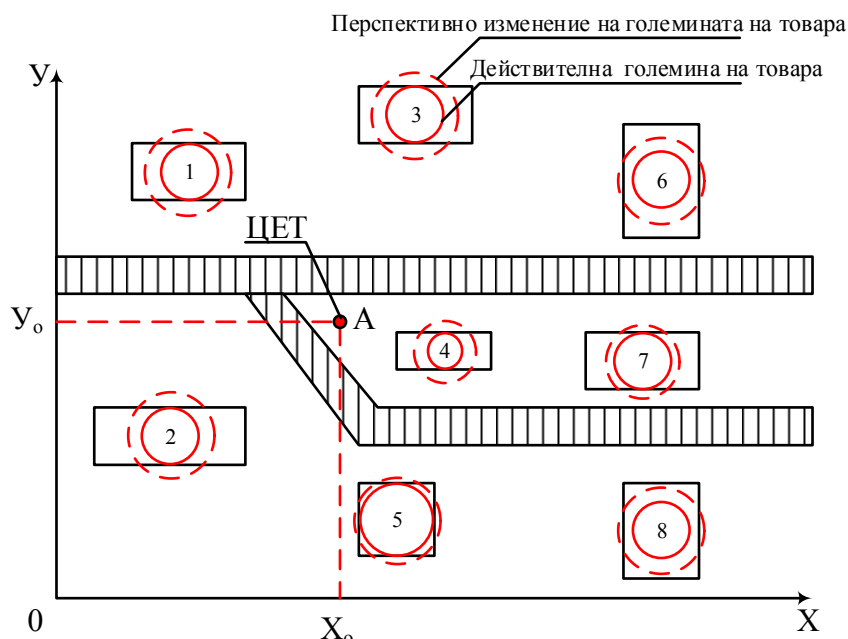
- външна ЦП 1;
- пристроена ЦП 2;
- встроена ЦП 3;
- вътрешна ЦП 4.

Вътрешни ЦП се изграждат в цехове с големи площи, като се отчитат изискванията за пожарна и взривна безопасност и обсега на кранове, телфери и цехов транспорт. Встроени и пристроени ЦП се проектират при цехове с малка ширина и се разполагат по дължината на най-близката до ГПП (ГРП) стена или шахматно от двете страни на помещението. Външни отделно стоящи ЦП се изграждат когато захранват няколко отдалечени един от друг цеха с малки товари или при повишени изисквания за пожарна и взривна безопасност в цеха.

13.2. Картограма на товарите. Избор на местоположението на подстанция

При проектиране на електроснабдяването на промишлен обект е важен изборът на местоположението на подстанциите, който оказва влияние върху технико-икономическите показатели и конфигурацията на схемата на ЕСПП. За определяне на местоположението на бъдещата подстанция и създаване на схема на ЕСПП е необходимо да се състави картограма на електрическите товари. Първи етап е създаването на общ генерален план за територията на предприятието с местоположението на цеховете, надземни и подземни комуникации и други особености. Картограмата на товарите се състои от кръгове над цеховете върху генералния план на предприятието, лицата на които мащабно съответстват на максималните продължителни товари на цеховете – фиг. 13.2.

13. Предназначение и класификация на подстанциите в ПП. Картограма на товарите



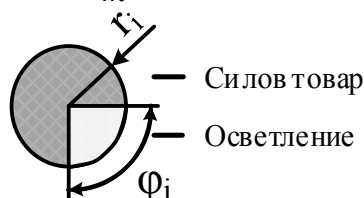
Фиг. 13.2. Картограма на товарите на промишлено предприятие

Центъра на кръга съвпада с центъра на товара на цеха, който се приема за фиктивен център на потребление на електрическа енергия на цеха. ГПП (ГРП) и ЦП трябва по възможност да се разполагат в *центъра на електрическите товари (ЦЕТ)*, които захранват. Това позволява да се приближи електропровода с ВН и СН до центъра на потребление на електрическа енергия, при което се намалява дължината на кабелите на разпределителната мрежа СН и НН, а с това се намаляват загубите на електрическа енергия и приведените годишни разходи.

Радиусите r_i на кръговете на картограмата на товарите, чиито площи мащабно съответстват на максималните продължителни товари $P_{m,i}$ на съответните цехове, се пресмятат със следната формула:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{m,i}}{\pi \cdot m}}, \quad i = \overline{1, k}, \quad (13.1)$$

където $m, \frac{kW}{m^2}$ е мащаб за лицето на кръга на i -тия цех.



Фиг. 13.3. Изобразяване на силов и осветителен товар на цех

Осветителните товари се изобразяват със сектор в окръжността на товара за ниско напрежение – фиг. 13.3. Ъгълът на сектора φ_i , съответстващ на определен товар $P_{m,i}$ се определя с израза (13.2):

$$\varphi_i = 360 \cdot \frac{P_{m,i}}{P_M}. \quad (13.2)$$

Картограми могат да се построят и за реактивни товари. Те се използват за определяне местоположението в ЕСПП на мощни източници на реактивна мощност, например синхронни компенсатори.

14. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ЦЕНТЪРА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКИТЕ ТОВАРИ

Условният център на електрическите товари (ЦЕТ) на промишленото предприятие е на най-целесъобразното място на разположение на ГПП (ГРП) (т.13.2). Определянето на местоположението на ЦЕТ се извършва по различни математически методи [11].

Ако електрическият товар е равномерно разпределен по цялата площ на цеха или предприятието, то ЦЕТ съвпада със центъра на тежестта на геометричната плоска фигура на цеха върху генералния план.

При неравномерно разпределен електрически товар в цеха или предприятието, координатите на ЦЕТ – X_0 , Y_0 и Z_0 при приета декартова координатна система (фиг. 13.2), се определят по формулите:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{M,i} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{M,i}}, \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{M,i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{M,i}}, \quad Z_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{M,i} \cdot z_i}{\sum_{i=1}^n P_{M,i}}, \quad (14.1)$$

където:

- $P_{M,i}$ – максимален продължителен товар на i -тия цех;
- x_i , y_i и z_i – координати на цеховите товари в приетата декартова координатна система (фиг. 13.2).

Вертикалната трета координата „ Z_i “ може да се пренебрегне, ако е изпълнено условието: $l \geq 1,5 \cdot h$, където l е разстояние между центровете на товарите, а h – разликата в котите им (височината).

По-точно определяне на координатите X_0 и Y_0 на ЦЕТ става при известно годишно часово времетраене на максималния продължителен товар $T_{M,i}$:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{M,i} \cdot T_{M,i} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{M,i} \cdot T_{M,i}}, \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{M,i} \cdot T_{M,i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{M,i} \cdot T_{M,i}} \quad (14.2)$$

или годишната консумация на енергия W_i на отделните цехове:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n W_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n W_i}, \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n W_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n W_i}. \quad (14.3)$$

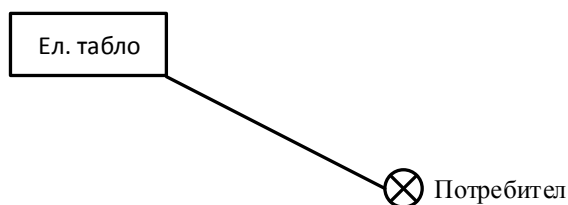
Недостатък при определянето на ЦЕТ по формули (14.1), (14.2) и (14.3) е, че не се отчитат разходите за изграждане и експлоатация на разпределителната електрическа мрежа. При отчитане на тези разходи може да се въведе термина център на електрическата мрежа (ЦЕМ). ЦЕМ е точка, за която сумата от произведенията на специфичните приведени годишни разходи и дължините на захранващите линии е минимална:

$$Z = \sum z_i \cdot l_i = \min, \quad (14.4)$$

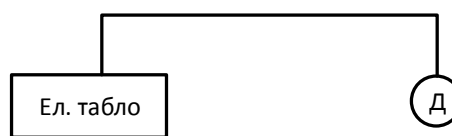
където:

- z_i – специфични приведени годишни разходи;
- l_i – дължина на i -тата захранваща линия.

При определяне на l_i се отчита разстоянието от електрическо табло до консуматор, като се съобразява дали захранващата линия е по най-краткото трасе (права линия) до потребителя (фиг.14.1) или чрез правоъгълна конфигурация на линиите (фиг. 14.2).



Фиг. 14.1. Определяне на разстоянието по най-краткото трасе



Фиг. 14.2. Определяне на разстоянието при правоъгълна конфигурация на линиите

При този метод се записва система с частни производни по двете променливи „ X “ и „ Y “, която се решава за конкретния случай. Използват се итерационни методи за решаване предимно на правоъгълна конфигурация на мрежата. Извършва се обемна изчислителна работа, но се постига най-точно определяне на ЦЕМ. Координатите на центъра на реактивния товар се определят по аналогична формула.

Разгледаните по-горе методи определят ЦЕТ като постоянна точка върху генералния план на предприятието, но изследванията в практиката показват, че във времето има непрекъснато изменение на координатите X_0 и Y_0 на ЦЕТ поради промяна на:

- товарите графици на консуматорите в съответствие с технологичните процеси;
- обема и вида на продукцията;
- работното време и броя на работните смени в предприятието.

При определяне на местоположенията на подстанциите и електрическите табла често е необходимо освен ЦЕТ да се отчитат и други специфични съображения или ограничения за обекта. Препоръчва се при невъзможност те да бъдат монтирани в ЦЕТ, да бъде спазена поне една от координатите.

15.ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ЗОНАТА НА РАЗСЕЙВАНЕ НА ЦЕНТЪРА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКИТЕ ТОВАРИ

При експлоатация на ЕСС, електрическите товари на цеховете се изменят като случайни величини през денонощието и центърът на електрическия товар (ЦЕТ) не е точка върху картограмата на товарите и генералния план на предприятието с координати (X_0, Y_0) , а променя местоположението си в определена зона от координати, наречена зона на разсейване на ЦЕТ. Зоната на разсейване се определя като се използва закона за разпределение на координатите на ЦЕТ.

Изследвания на закона за разпределение [14,26] показват, че координатите на ЦЕТ се подчиняват на нормалния закон на разпределение на случайната величина (закон на Гаус):

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-m_x)^2}{2\sigma_x^2}} \quad \text{и} \quad f(y) = \frac{1}{\sigma_y \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(y-m_y)^2}{2\sigma_y^2}}, \quad (15.1)$$

където:

- $f(x)$ и $f(y)$ са плътностите на разсейване на вероятностите на случайните независими координати „ x “ и „ y “;
- m_x и m_y – математически очаквания на случайните величини, в случая координатите на ЦЕТ „ x “ и „ y “;
- σ_x и σ_y – средноквадратични отклонения на „ x “ и „ y “.

Координатите на ЦЕТ за k -тия час от денонощието се определят с изразите:

$$X_k = \frac{\sum_{i=1}^n P_{M,i} \cdot k_{i,k} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{M,i} \cdot k_{i,k}} \quad \text{и} \quad Y_k = \frac{\sum_{i=1}^n P_{M,i} \cdot k_{i,k} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{M,i} \cdot k_{i,k}}, \quad (15.2)$$

където:

- $k_{i,k}$ – коефициент, отчитащ съотношението между товара на i -тия цех през k -тия час от денонощието и максималният товар;
- $P_{M,i}$ – максимален продължителен товар на i -тия цех.

Математическото очакване на случайните координати на ЦЕТ се определя за денонощието като:

$$m_x = \sum_{k=1}^{24} \frac{X_k}{24} \quad \text{и} \quad m_y = \sum_{k=1}^{24} \frac{Y_k}{24}. \quad (15.3)$$

15. Определяне на зоната на разсейване на центъра на електрическите товари

Средноквадратичното отклонение на случайните координати на ЦЕТ се определя с изразите:

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{24} (x_k - m_x)^2}{24}} \quad \text{и} \quad \sigma_y = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{24} (y_k - m_y)^2}{24}}. \quad (15.4)$$

За определяне на зоната на разсейване на ЦЕТ повърхността на двумерната плътност на нормално разпределение $f(x,y)=f(x).f(y)$, се пресича с равнина, успоредна на равнината „XOY“. Проекцията на полученото сечение върху равнината „XOY“ се ограничава от крива със следното уравнение:

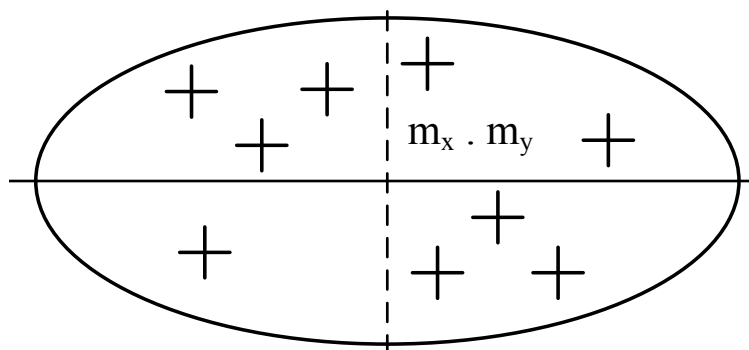
$$\lambda^2 = h_x^2 \cdot x^2 + h_y^2 \cdot y^2, \quad (15.5)$$

където:

$$h_x = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2}} \quad \text{и} \quad h_y = \frac{1}{\sigma_y \sqrt{2}} \quad (15.6)$$

са коефициенти на прецизност.

Изразът (15.5) представлява уравнение на λ -елипса, в очертанията на която попадат координатите на ЦЕТ през денонощието – фиг. 15.1.



Фиг. 15.1. Изменение на координатите на ЦЕТ през денонощието

Полуосите на елипсата са съответно:

$$R_x = \frac{\lambda}{h_x} \quad \text{и} \quad R_y = \frac{\lambda}{h_y}. \quad (15.7)$$

Ако координатите на ЦЕТ се разглеждат като независими случайни величини, разпределени нормално, то осите на „елипсата на зоната на разсейване“ са ориентирани успоредно на осите на произволно избрана координатна система „XOY“. В общия случай тези координати на ЦЕТ трябва да се разглеждат като зависими случайни величини. Тогава коефициентът на корелация – „ k_k “ на координатите на ЦЕТ е:

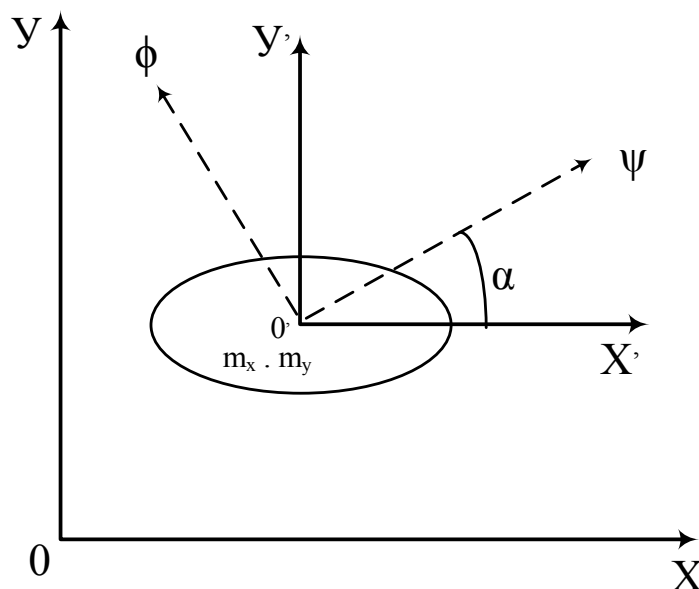
15. Определяне на зоната на разсейване на центъра на електрическите товари

$$k_k = \frac{\sum_{k=1}^{24} (x_k - m_x)(y_k - m_y)}{24 \cdot \sigma_x \cdot \sigma_y} \quad -1 < k_k < +1 \quad (15.8)$$

Осите на елипсата сключват с координатните оси ъгъл на ротация „ α “, който може да бъде положителен или отрицателен, в зависимост от коефициента на корелация – „ k_k “:

$$\alpha = \frac{1}{2} \operatorname{arctg} \left(\frac{2 \cdot k_k \cdot \sigma_x \cdot \sigma_y}{\sigma_x^2 - \sigma_y^2} \right) \quad (15.9)$$

За построяване на елипсата на разсейване, първоначалната координатна система се транслира в точка с координати „ m_x “ и „ m_y “, след това тя се завърта на ъгъл „ α “ и новата координатна система е „ $\psi \theta \phi$ “.



Фиг. 15.2. Елипса на разсейване на ЦЕТ

Следователно зоната на разсейване на ЦЕТ представлява елипса, чиято форма зависи от съотношението на коефициентите на прецизност h_x и h_y . При $h_x = h_y$ елипсата се превръща в кръг. Осите на елипсата на разсейване могат да сключват със осите на координатната система произволен ъгъл α .

16. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ЗОНИТЕ НА УВЕЛИЧЕНИЕ НА ПРИВЕДЕНИТЕ ГОДИШНИ РАЗХОДИ ПРИ ИЗМЕСТВАНЕ НА ПОДСТАНЦИИТЕ ОТ ЦЕНТЪРА НА ТОВАРА

Изграждането на подстанциите (ГПП или ГРП) в „зоната на разсейване“ на ЦЕТ (център на електрическия товар) не винаги е възможно поради различни причини: съвпадане със съществуваща постройка, водна площ, ЖП линия, по технологични или архитектурни причини и др.

При изграждане на подстанция извън „зоната на разсейване“ на ЦЕТ се увеличават загубите при пренос и разпределение на електрическа енергия. В такива случаи се налага подстанцията да се построи в съседство на тази зона, но така, че да има възможно най-малко увеличение на приведените годишни разходи. За целта територията на промишленото предприятие се разделя на отделни зони, наречени „зони на увеличение на приведените годишни разходи“.

Ако се приеме, че:

$$\underbrace{hx = hy}_{\text{коэффициенти на прецизност}} = h, \quad (16.1)$$

то „елипсата“ на разсейване се превръща в кръг, чийто радиус се определя с:

$$R = \frac{\sqrt{3}}{h}, \quad (16.2)$$

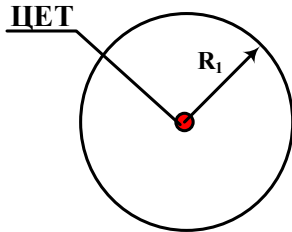
където:

$$h = \frac{h_x + h_y}{2}. \quad (16.3)$$

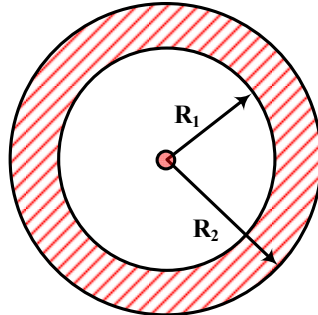
Изразите (16.1), (16.2) и (16.3) са допустими, ако грешката не превишава 10 %. В противен случай замяната на елипсата е недопустима и тогава зоната на разсейване се чертае като елипса.

При приетите условия, територията на промишленото предприятие се разделя на зони на увеличение на приведените годишни разходи, представени във вид на кръгове с радиуси: R_1, R_2, R_3 и т.н., като всяка зона се характеризира със съответно увеличение на приведените годишни разходи „ ΔZ “, в сравнение с оптималното местоположение на ГПП(ГРП). Това е допустимо от гледна точка на изискванията и практически изследвания, които показват практически еднакво увеличение на „ ΔZ “ при изместване на подстанцията на еднакви разстояния в произволни направления при равни други условия.

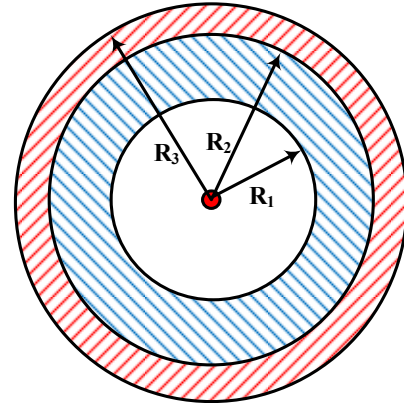
Първата зона се определя с кръг с радиус R_1 около ЦЕТ (фиг. 16.1) и отговаря на увеличение на приведените годишни разходи ΔZ до 5 %, т.е. за него е изпълнено неравенството $0 \leq \Delta Z \leq 0,05$.



Фиг. 16.1. Зона на увеличение на ΔZ до 5 %



Фиг. 16.2. Зона на увеличение на ΔZ с 5÷10 %



Фиг. 16.3. Зона на увеличение на ΔZ с 10÷20 %

За следващата втора зона, ограничена от окръжностите с радиуси R_1 и R_2 (фиг.16.2), е изпълнено неравенството: $0,05 \leq \Delta Z \leq 0,1$, т.е. увеличението на приведените годишни разходи в тази застрахована зона е от 5 до 10%. В следващата зона ограничена от R_2 и R_3 (фиг.16.3) е в сила следното уравнение: $0,1 \leq \Delta Z \leq 0,2$, или с увеличение на приведените годишни разходи от 10 до 20%. При последващ анализ за всяка зона се получава съответно неравенство, което характеризира граници на изменение на приведените годишни разходи „ ΔZ “ по аналогичен начин.

Радиусът „ R “ се явява функция на приведените годишни разходи „ ΔZ “. Анализът на зависимостта $R=f(\Delta Z)$ показва, че най-простият аналитичен израз, чрез който радиусът съответства на получените от изследванията данни, е дробно-линейна функция от вида:

$$R = f(\Delta) = \frac{K \cdot \Delta Z}{1 - \Delta Z}, \quad (16.4)$$

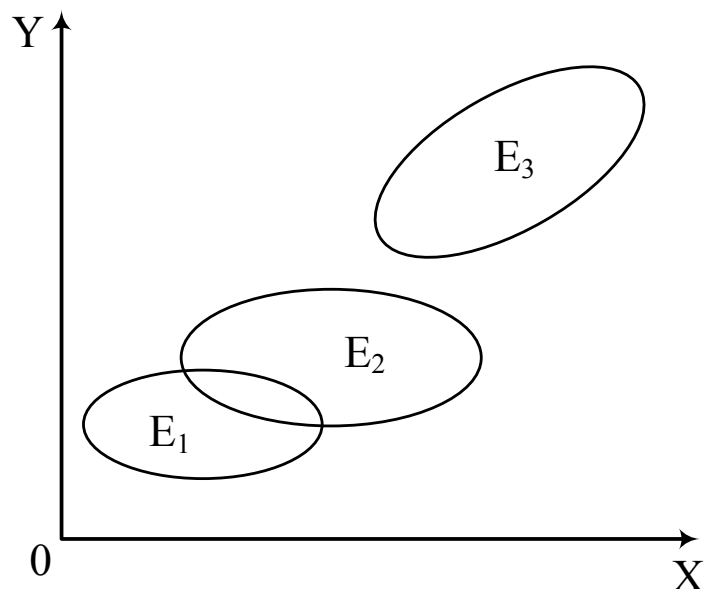
където „ K “ е коефициент на пропорционалност и характеризира вдлъбнатостта на функцията (при $K > 1$). Като се използват условията (16.2) и $\Delta Z = 0,05$, от (16.4) се определя:

$$K = 32,8 \cdot \frac{1}{h}, \quad (16.5)$$

от където след заместване се получава изразът:

$$R = \frac{32,8 \cdot \Delta Z}{h \cdot (1 - \Delta Z)} \quad (16.6)$$

за зависимостта „ R “, чрез който се построяват зоните на увеличение на приведените годишни разходи.



Фиг.16.4. Зони на разсейване на ЦЕТ

При експлоатация на ЕСПП често се случва след няколко години да бъде наложителна реконструкция на електроснабдителната система, особено при необходимост от промяна на местоположението на ГПП (ГРП). Препоръчително е при определяне на най-целесъобразното място на подстанцията да се отчита бъдещото развитие на товарите, което се постига чрез определяне на следните зони на разсейване на ЦЕТ (фиг.16.4):

- зона E_1 за началния период на експлоатация;
- зона E_2 , която отчита бъдещото изменение на товарите по цехове без ново строителство;
- зона E_3 , която отчита бъдещото изменение на товарите в резултат на ново строителство.

Анализът на зоните на разсейване на ЦЕТ от фиг. 16.4 позволява да се разработят подходящи варианти на разположение, брой и мощност на ГПП, които в значителна степен определят и схемата на ЕСПП.

17. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА БРОЯ И МОЩНОСТТА НА ЦЕХОВИТЕ ПОДСТАНЦИИ

Определянето на броя и мощността на цеховите подстанции са важни начални задачи при проектирането на електроснабдителната система на промишлено предприятие. Поради голямото разнообразие на схеми и конструктивно изпълнение на промишлените електрически мрежи и подстанции, оптималното решение за избор на най-целесъобразен брой и мощност на ЦП е многоекстремална задача. Търсенето на оптималното решение се извършва в следната последователност [11]:

- съставяне на варианти на схемно решение на ЦП и електрическата мрежа;
- определяне на броя и мощността на ЦП за всеки вариант;
- сравняване на технико-икономическите показатели на вариантите за избор на най-целесъобразно решение.

17.1. Определяне на броя на цеховите подстанции и трансформаторите в тях

Броят на цеховите подстанции се определя по следната формула:

$$n_n = \frac{S_m}{k_n \cdot n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{н. ик.}} \cdot \varphi}, \quad (17.1)$$

където:

- n_n е брой на цеховите подстанции;
- S_m – максимален продължителен товар;
- k_n – коефициент на натоварване на трансформаторите;
- $n_{\text{тр}}$ – брой на трансформаторите в ЦП;
- $S_{\text{н. ик.}}$ – икономична трансформаторна мощност;
- $\varphi = \cos \varphi_{\text{ж}} / \cos \varphi_e$ – отношението на $\cos \varphi_{\text{ж}}$ (желан) след компенсиране и $\cos \varphi_e$ (естествен) преди компенсиране на реактивните товари.

Препоръчва се броят на ЦП да бъде закръглен до най-близкото цяло по-голямо число от резултата, получен по формула (17.1).

Броят на трансформаторите в ЦП се определя в зависимост на категорията на потребителите, големината и разпределението на товара. Еднотрансформаторните ЦП са с по-ниска цена, проста схема и се препоръчват при съсредоточени електрически товари трета и втора категория, за които е допустимо прекъсване на захранването до отстраняването на аварията.

Двухтрансформаторните ЦП са с по-висока цена и сложна схема. Използват се при електрозахранване на потребители нулева, първа и втора

17. Определяне на броя и мощността на цеховите подстанции

категория с трисменен режим на работа. При аварийно изключване на единият трансформатор, вторият трябва да захрани целия товар нулева и първа категория и основната част (70÷80%) втора категория. При неравномерен товар в денонощието или сезоните има възможност за периодично изключване на единия от трансформаторите с цел по-добро натоварване и намаляване на загубите на енергия. Трансформаторите обикновено работят разделно, с което се ограничават токовете на късо съединение от вторичната страна, ограничава се влиянието на бързо променящи се товари върху останалите и се улеснява организацията на релейните защиты.

Цеховите подстанции с повече от два трансформатора са по-скъпи и сложни и се изграждат след технико-икономическа обосновка или при мощни съсредоточени товари, за които не е подходящо изграждането на голям брой цехови подстанции.

За осигуряване на необходимата сигурност на електропотребителите и нормална работа на трансформаторите в нормален и аварийен режим се препоръчват следните стойности на брой и коефициенти на натоварване на трансформаторите в ЦП [11,14,15,22,24] – табл. 17.1:

Таблица 17.1. Брой и коефициент на натоварване на трансформаторите в ЦП, в зависимост от категорията на захранваните потребители

Категория на потребителите	Брой трансформаторите в ЦП	Коефициент на натоварване на трансформаторите
нулева	2	0.5 ÷ 0.7
първа	2	0.65 ÷ 0.7
втора	2 (3-сменна работа) 1	0.7 ÷ 0.8
трета	1	0.9 ÷ 0.95

17.2. Определяне на мощността на трансформаторите в цеховите подстанции

Стандартните номинални стойности на пълните мощности за трансформатори средно (6; 10; 20 kV) / ниско напрежение (0.4; 0.66 kV) са [1,23]: $S_n = 100 \text{ kVA}, 160 \text{ kVA}, 250 \text{ kVA}, (315 \text{ kVA}), 400 \text{ kVA}, 630 \text{ kVA}, (800 \text{ kVA}), 1000 \text{ kVA}, (1250 \text{ kVA}), 1600 \text{ kVA}, 2000 \text{ kVA}, 2500 \text{ kVA}, (3150 \text{ kVA})$. Стойностите в скоби са рядко използвани. По-малки стандартни мощности, които се употребяват в трафопостове за малки отдалечени населени места, някои офис сгради и др., са: 25 kVA, 50 kVA, 63 kVA. Максималната номинална мощност на трансформаторите се ограничава от големината на токовете на късо съединение във вторичната страна, поради които се препоръчва при номинално вторично напрежение 0.4 kV да се използват мощности до 1000 kVA, а при 0.66 kV – до 1600 kVA. При големи мощности, изключвателната възможност на защитната и комутаци-

17. Определяне на броя и мощността на цеховите подстанции

онна апаратура ниско напрежение е необходимо да се съобрази с по-големите токове на късо съединение.

Оптималната номинална трансформаторна мощност $S_{н.ик.}$ от формула (17.1) не трябва да превишава най-икономичната (оптимална) мощност $S_{тр.ик.}$, която се определя чрез изчислителни методи: метод на Гителсон, метод на икономичните интервали на плътността на товара и др. [11].

17.2.1. Метод на Гителсон

При метода на Гителсон, като критерий за оптималност на определяната $S_{тр.ик.}$, се приемат минималните приведени годишни разходи:

$$Z = Z_{сн} + Z_{цп} + Z_{нн} = \varphi(S_{тр}) = \min, \quad (17.2)$$

където:

- Z са общи приведени годишни разходи;
- $Z_{сн}$ – загуби в захранващите линии средно напрежение;
- $Z_{цп}$ – загуби в ЦП;
- $Z_{нн}$ – загуби в разпределителната мрежа ниско напрежение.

Общите приведени годишни разходи „ Z “ се представят като функция от мощността на трансформатора $S_{тр.}$. От решението на израза за „ Z “ в (17.2) и тяхното минимизиране се получава:

$$S_{тр.ик.} = A \sqrt[3]{\frac{n_{тр.}^2}{\kappa^2}} \cdot \sqrt[3]{\sigma}, \quad (17.3)$$

където:

A – параметър, пропорционален на напрежението и капиталовложенията за подстанцията и електрическата мрежа;

$n_{тр.}$ – брой на трансформаторите в една ЦП;

κ (капа) – коефициент, отчитащ влиянието на местоположението на ЦП върху дължината на цеховата мрежа ниско напрежение. $\kappa = 1$ при изграждане на ЦП в ЦЕТ; $\kappa = \sqrt{2}$ при спазване на едната координата на ЦЕТ; $\kappa = 2$ при ЦП в ъгъл на картограмата на товарите и неспазване на координатите на ЦЕТ;

σ – плътност на максималните товари, kVA/m^2 .

Препоръчва се, с оглед намаляване на капиталовложенията, избор на най-близката по-малка номинална трансформаторна мощност, спрямо получената по формула (17.3).

Елементите на израза (17.3) показват, че с увеличаване на напрежението и плътността на товара и приближаването на ЦП до ЦЕТ, оптималната трансформаторна мощност се увеличава.

17.2.2. Метод на икономичните интервали на плътността на товара

При този метод се разглежда само една цехова подстанция с определена трансформаторна мощност и разпределителна мрежа, като се изменя плътността на максималните товари. Като критерий за оптималност на определяната $S_{\text{тр.ик}}$ се приема минимизирането на специфичните приведени годишни разходи за ЦП и електрическата мрежа НН за съответната плътност на максималните товари – фиг. 17.1. Годишните разходи за захранващата линия СН се пренебрегват, тъй като нямат съществено влияние върху мощността на трансформатора.

Общите специфични приведени годишни разходи „з“ за ЦП и цеховата електрическа мрежа се определят с израза:

$$z = z_{\text{ЦП}} + z_{\text{НН}} = \frac{1}{S_{\text{н.тр.}}} \cdot (z_{\text{ЦП}} + z_{\text{НН}}) = \varphi(\sigma) = \min, \quad (17.4)$$

където:

- $z_{\text{ЦП}} + z_{\text{НН}}$ са специфичните разходи за 1 kVA, съответно за ЦП и за цеховата мрежа НН;
- $S_{\text{н.тр.}}$ – номинална мощност на трансформатора, kVA;
- $z_{\text{ЦП}} + z_{\text{НН}}$ – приведените годишни разходи съответно за ЦП и за цеховата мрежа НН, лв/год.

Общите специфични приведени годишни разходи „з“ се представят като функция на плътността на товара:

$$\sigma = \frac{S_{\text{м}}}{F}, \frac{\text{kVA}}{\text{m}^2}, \quad (17.5)$$

където:

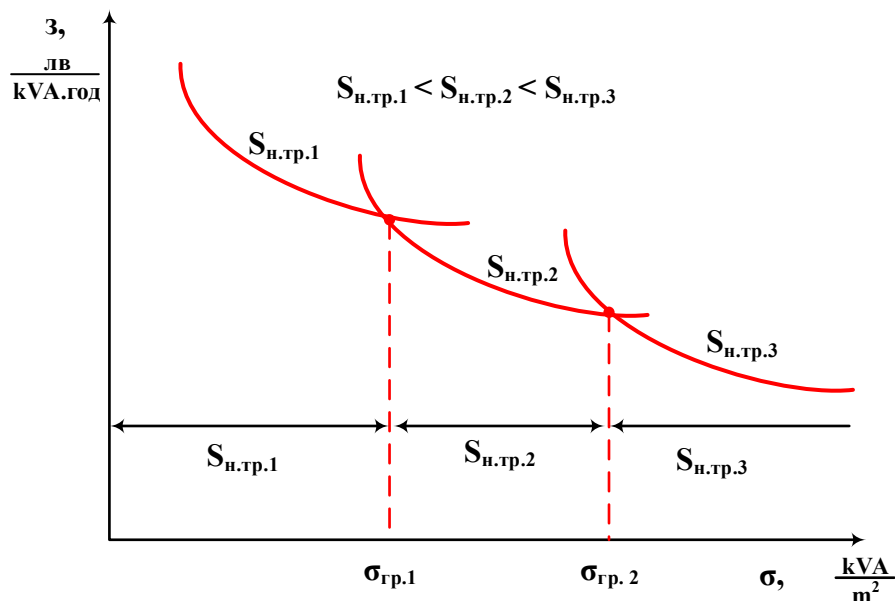
- $S_{\text{м}}$ е максималната пълна мощност на товара;
- F – площ на цеха.

На фиг. 17.1 са показани графично функциите $z = \varphi(\sigma)$ за различни последователно нарастващи стойности на $S_{\text{н.тр.}}$. Пресечните им точки ограничават икономическите интервали на плътността на максималните товари за отделни номинални мощности на трансформаторите. При различна плътност на електрическия товар „ σ “, трябва да се използва трансформатор с подходяща номинална трансформаторна мощност $S_{\text{н. тр.}}$. Граничните стойности на „ σ “ ($\sigma_{\text{гр.1}}$ и $\sigma_{\text{гр.2}}$) ограничават интервала на плътността на товара за съответната номинална трансформаторна мощност $S_{\text{н.тр.}}$.

Икономичната трансформаторна мощност $S_{\text{тр.ик}}$ се определя от условието:

$$S_{\text{тр.ик}} = \begin{cases} S_{\text{н. тр. } i} & \text{при } \sigma \leq \sigma_{\text{гр.}i} \\ S_{\text{н. тр. } (i+1)} & \text{при } \sigma \geq \sigma_{\text{гр.}i} \end{cases} \quad (17.6)$$

17. Определяне на броя и мощността на цеховите подстанции



Фиг. 17.1. Икономични интервали на плътността на товара

Предимство на метода в сравнение с този на Гителсон е, че се избягва необходимостта от закръгляне въз основа на изчислената към стандартна номинална трансформаторна мощност.

За успешно прилагане на метода е необходимо изследване на изменението на специфичните приведени годишни разходи в зависимост от плътността на товарите за конкретните условия, например в България. В най-общ случай, могат да бъдат направени следните препоръки [11,24]:

- при малки товари разположени на големи площи на територията на ЦП с малки плътности на товара $\sigma < 0,05 \frac{kVA}{m^2}$ да се използват трансформатори с номинални мощности $S_{н.тр.} \leq 400 \text{ kVA}$;
- при плътности на товара $0,05 < \sigma < 0,2 \frac{kVA}{m^2}$ – $S_{н.тр.} = 630$ и 1000 kVA ;
- при $\sigma > (0,2 \div 0,3) \frac{kVA}{m^2}$ – трансформатори $S_{н.тр.} = 1600 \text{ kVA}$.

Недостатъци на разгледаните по-горе методи са: зависимостите се отнасят за еднотрансформаторни подстанции; задачата не се решава комплексно, а на отделни подзадачи за брой и мощност, което намалява точността на определянето на оптималното решение; определянето на броя на трансформаторите в ЦП става по субективни съображения, а не по количествена оценка [11].

В последните години са разработени компютърни алгоритми за определяне на оптималния брой, мощност и местоположение на цеховите подстанции.

18. БРОЙ И МОЩНОСТ НА ТРАНСФОРМАТОРИТЕ В ГЛАВНАТА ПОНИЖАВАЩА ПОДСТАНЦИЯ. ПРЕТОВАРВАЩА СПОСОБНОСТ НА ТРАНСФОРМАТОРИТЕ

Външното електрозахранване на средните и големи промишлени предприятия (ПП) често се извършва от една или повече главни понижаващи подстанции (ГПП) на високо/средно напрежение.

18.1. Брой и мощност на трансформаторите в ГПП

Мощността на трансформаторите в ГПП се определя по формулата:

$$S_{\text{н.тр}} \geq \frac{S_{\text{м}}}{n_{\text{тр}} \cdot k_{\text{н}} \cdot \varphi}, \quad (18.1)$$

където:

- $S_{\text{м}}$ е максималният продължителен товар на ПП;
- $n_{\text{тр}}$ – брой на трансформаторите в ГПП;
- $k_{\text{н}}$ – коефициент на натоварване на трансформаторите;
- $\varphi = \cos \varphi_{\text{ж}} / \cos \varphi_{\text{е}}$ – отношението на $\cos \varphi_{\text{ж}}$ (желан) след компенсиране и $\cos \varphi_{\text{е}}$ (естествен) преди компенсиране на реактивните товари.

Броят на трансформаторите и коефициентите им на натоварване се определят по аналогичен начин на този при ЦП (т.17.1). Най-често в ГПП се инсталират два трансформатора. За да се гарантира необходимата сигурност на електропотребителите в аварийен режим на работа при изключване на единия трансформатор, номиналната мощност на трансформатора трябва да отговаря и на следното допълнително условие:

$$S_{\text{н.тр}} \geq \frac{S_{\text{м1,2}}}{k_{\text{пр.доп}}}, \quad (18.2)$$

където:

- $S_{\text{м1,2}}$ е максималният продължителен товар с нулева, първа и втора категория в ПП, който остава да се захрани от един трансформатор;
- $k_{\text{пр.доп}}$ – допустимият коефициент на претоварване на трансформаторите в аварийен режим на работа. Обикновено се приема $k_{\text{пр.доп}} = 1.4$.

Стандартни трансформаторни мощности за главни понижаващи подстанции (ГПП) на високо/средно напрежение в България са [1,24]: 6,3 MVA, 10 MVA, 16 MVA, 25 MVA за средни ПП и 40 MVA, 63 MVA, 80 MVA – за големи ПП. Трансформаторите в ГПП са предимно двунамотъчни, като в някои случаи се използват тринмотъчни с една първична намотка ВН и две галванично разделени вторични намотки на СН 6 kV, 10 kV или 20 kV.

18.2. Претоварваща способност на силовите трансформатори в ГПП

Номиналната мощност на трансформатора $S_{н.тр}$ е пълната мощност, с която той може да бъде натоварван през целия си живот (около 20 години) при номинално напрежение и температура на околната среда 20°C . При номинален режим стареенето на изолацията е равномерно. При експлоатация товарът на трансформаторите се различава от номиналната им мощност. При товари, по-големи от номиналния, трансформаторите се претоварват, което предизвиква ускорено износване на изолацията и скъсяване на живота на трансформаторите.

Претоварваща (товарна) способност е способността на трансформатора да се товари с мощности по-големи от номиналните, без да се скъсява животът им. Тя се определя от допустимите продължителни натоварвания и допустимите претоварвания, които не ускоряват стареенето. Допустимото претоварване зависи от температурния режим на трансформаторите, който се определя от товаровия график, при който те работят. В практиката се разглеждат два вида претоварвания на трансформатора: по време на експлоатация (систематични претоварвания) и в аварийен режим – фиг. 18.2.

Допустимо е допълнително претоварване на трансформаторите – „ $S_{\text{доп. пр.}}$ “ за часовете с максимален товар, поради непълното използване на трансформатора през останалата част от денонощието. То се пресмята с израза:

$$S_{\text{доп. пр.}} = S_{н. тр.} (1 - k_{з. ТГ}) \cdot 0,3, \quad (18.3)$$

където $k_{з. ТГ}$ е коефициент на запълване на товаровия график (т. 4.8). При $k_{\text{зап. ТГ}} = 0,9$, $S_{\text{доп. пр.}} = S_{н. тр.} (1 - 0,9) \cdot 0,3 = S_{н. тр.} \cdot 0,1 \cdot 0,3 = S_{н. тр.} \cdot 0,03$ или допустимо претоварване от 3%.

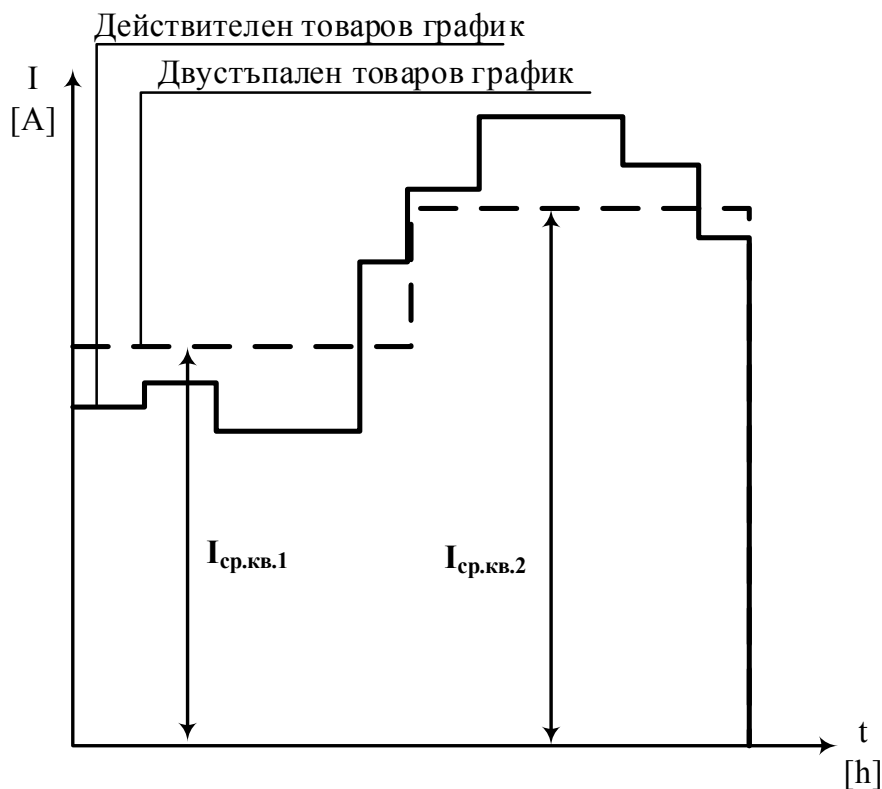
Когато товарът на трансформатора се изменя периодично и запазва сравнително устойчиви характеристики, той може да се замени с постоянен двустъпален товаров график, еквивалентен на действителния товаров график по загуба на мощност – фиг.18.1. Важни са моментът, в който става претоварването на трансформатора и интервалът преди настъпване на претоварването, който се препоръчва да бъде поне 10 часа след предишното претоварване.

От двустъпалния товаров график се определят коефициенти на начално натоварване $k_{нн}$ и претоварване $k_{\text{доп.пр.}}$.

Коефициентът на начално натоварване се изчислява по формулата:

$$k_{нн} = \frac{I_{\text{ср.кв.1}}}{I_{н.тр}}, \quad (18.4)$$

където $I_{\text{ср.кв.1}}$ е средноквадратичен ток за интервал от 10 часа преди натоварването, $I_{\text{н.тр}}$ – номинален ток на трансформатора.



Фиг. 18.1. Двустъпален еквивалентен товаров график

Коефициентът на допустимо претоварване се изчислява по формулата:

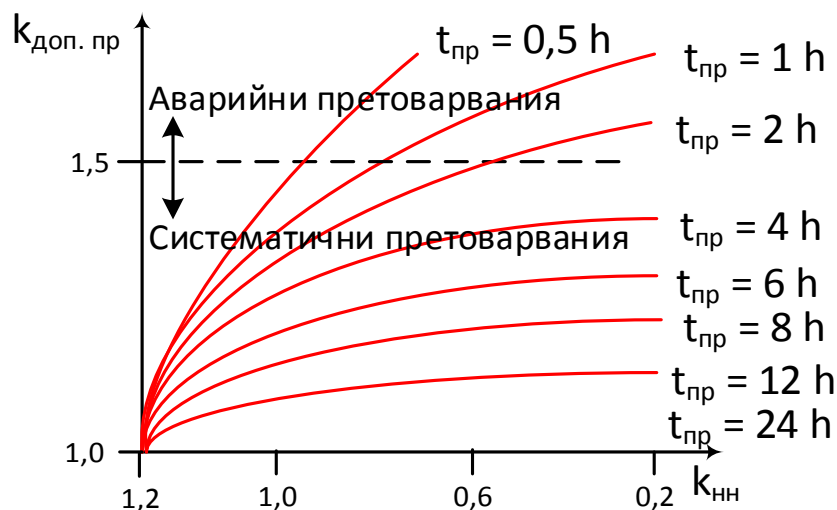
$$k_{\text{доп.пр}} = \frac{I_{\text{ср.кв.2}}}{I_{\text{н.тр}}}, \quad (18.5)$$

където $I_{\text{ср.кв.2}}$ е средноквадратичен ток за интервала на претоварване (фиг.18.1), а $I_{\text{н.тр}}$ – номинален ток на трансформатора.

В случаите, когато мощността на трансформатора е предварително определена, може да се провери неговото претоварване, като се използва графичната зависимост на $k_{\text{доп.пр}}$ от $k_{\text{нн}}$ и продължителността на претоварването $t_{\text{пр}}$. На фиг. 18.2 е показана такава зависимост за температура на охлаждащата среда $\theta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$ и температурна времеконстанта $\tau = 3$ часа за трансформатор с естествена циркулация на маслото. За да бъде успешна проверката за претоварване е необходимо да бъде изпълнено условието: $k_{\text{доп. пр изчислено}} \leq k_{\text{доп. пр графично}}$ [14,22].

18. Брой и мощност на трансформаторите в ГПП. Претоварваща способност на трансформаторите

За определяне на мощността на трансформатора се реализират следните стъпки: например за $t_{\text{пр}}=8$ часа от фиг. 18.2 или съответната таблица от [22] се определят стойностите на $k_{\text{нн}}$ и $k_{\text{доп.пр.графично.}}$; определя се $I_{\text{н.тр.}} = \frac{I_{\text{ср.кв.1}}}{K_{\text{нн}}}$ или $I_{\text{н.тр.}} = \frac{I_{\text{ср.кв.2}}}{K_{\text{доп.пр.изчислено}}}$; от „ $I_{\text{н.тр}}$ “ и „ $U_{\text{н}}$ “ се определя мощността на трансформатора „ $S_{\text{н.тр}}$ “, с което се извършва избор на неговата мощност.



Фиг. 18.2. Зависимост на допустимия коефициент на претоварване от коефициента на начално натоварване и времето на претоварване

За допустими сезонни претоварвания на трансформаторите е възприето еднопроцентово правило, според което на всеки процент непълно претоварване през лятото е допустим процент претоварване през зимата, но не повече от 15 %.

Общото систематично претоварване в денонощието не трябва да надвишава 50%. По-големи претоварвания се считат за аварийни – фиг. 18.2.

Аварийните претоварвания обикновено са краткотрайни и не зависят от режима на нормална работа. Трансформаторите допускат аварийни претоварвания с 40% за не повече от 5 денонощия и за сумарно време не повече от 6 часа на денонощие, когато товарът до момента на аварията не превишава 93% ($K_{\text{нн}}$) от паспортната им мощност.

Коректното отчитане на претоварващата способност при избора на номиналната мощност на трансформаторите подобрява технико-икономическите показатели на подстанциите.

19. СХЕМИ НА ПОДСТАНЦИИТЕ В ПРОМИШЛЕНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Проектирането на схемите на подстанциите в промишлените предприятия може да се раздели на два основни етапа:

- съставяне на структурна схема: комбиниране на основните функционални възли – блокове и участъци, за осигуряване на най-целесъобразно доставяне на електрическата енергия;

- разработване на главна принципна схема: избор на вид и параметри на отделните елементи – защитни и комутационни апарати, трансформатори, шини и др., на функционалните възли.

Структурните схеми на цеховите подстанции (ЦП) и главните понижавачи подстанции (ГПП) се разработват, като се съобразяват с изискванията за сигурност и качество на електроснабдяването на промишленото предприятие, безопасна и икономична експлоатация на подстанциите.

Принципните схеми на подстанциите, независимо от нивото, на което се намира ЕСПП, се съставят като се отчитат следните съображения [11]:

- предпочитат се блоковите схеми без събирателна шинна система на първичната страна, при които комутацията се осъществява без прекъсвач и комутационна апаратура (т.нар. „глухо“ свързване);

- при невъзможност за използване на блокова схема, се препоръчва използване на единична пред двойна шинна система;

- препоръчва се разделна работа на трансформаторите при двутрансформаторна подстанция;

- да се използва автоматична защита и телемеханика на всички нива на напрежението 0.4÷110 kV;

- да се предпочита използването на прости и евтини комутационни апарати: разединители, отделители, късосъединители, товарни прекъсвачи (разединители с възможност за изключване под товар) и др.;

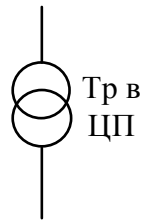
- в разпределителните устройства за средно напрежение да се използват комплектни разпределителни устройства (КРУ).

Вариантите за схемни решения на подстанциите са много разнообразни, затова по-долу ще бъдат разгледани вариантите по функционални възли в схемата на подстанцията. Пълната схема се съставя чрез комбиниране на различни варианти на функционалните възли (блокове).

19.1. Схеми на захранване на цехова подстанция:

а) радиални захранващи схеми на ЦП:

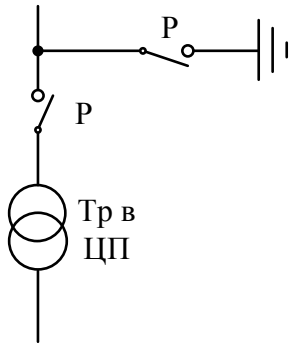
19. Схеми на подстанциите в промишлените предприятия



Фиг. 19.1

- глухо свързване без комутационна апаратура – фиг. 19.1:

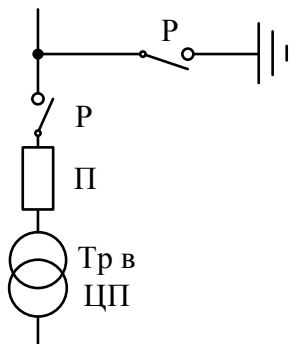
Комутационната апаратура се инсталира в ГПП(ГРП). Схемата е допустима, когато разстоянието до следващата ЦП не е голямо, а линиите са изпълнени с високо качество;



Фиг. 19.2

- схема с използване на два разединителя (Р) – фиг. 19.2:

Наличието на комутационна апаратура улеснява ремонтите и профилактиката на елементите в подстанцията;



Фиг. 19.3

- схема с комбинация разединител-прекъсвач (П) – фиг. 19.3:

Комбинацията разединител-прекъсвач се използва сравнително рядко: когато ЦП се захранва от подстанция на друго предприятие; при големи разстояния (повече от 2÷3 km) от ЦП до ГПП (ГРП);



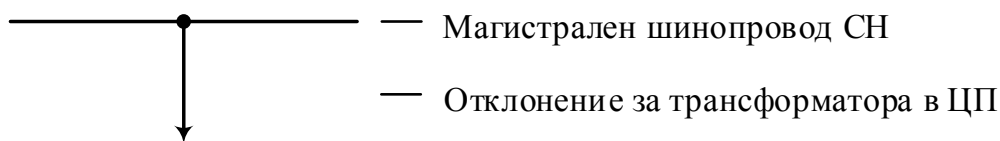
Фиг. 19.4

- схема на свързване с щепселна контактна връзка за вход – фиг. 19.4:

В някои държави се произвеждат трансформатори с щепселен вход;

б) магистрални захранващи схеми на ЦП:

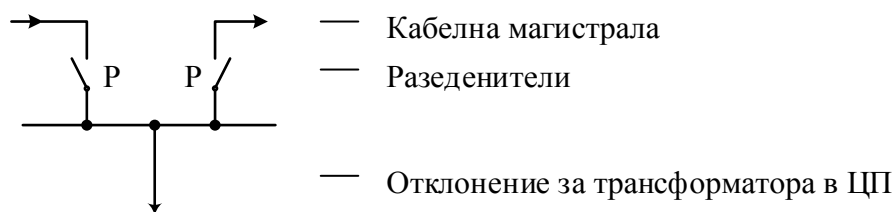
- схема с магистрален шинопровод без комутационна апаратура – фиг. 19.5:



Фиг. 19.5

19. Схеми на подстанциите в промишлените предприятия

- схема с магистрални кабелни линии – фиг. 19.6:



Фиг. 19.6

При захранване на ЦП с магистрални кабелни линии е необходимо използване на разединители – фиг. 19.6.

в) за отклоненията от магистралните линии са възможни следните схемни решения:

- с разединител с или без предпазител;
- с предпазител и товаров прекъсвач или обратната комбинация;
- с разединител и прекъсвач.

Отклонения без разединител не се препоръчват, тъй като при повреда се изключва цялата магистрала.

г) свързването на трансформаторите към разпределителното устройство за ниско напрежение в ЦП се извършва по един от следните начини:

- с използване на защитна апаратура – предпазител или автоматични прекъсвачи за защита на трансформатора от претоварване;
- с използване на апарати за ръчно изключване – разединители;
- без комутационна апаратура при блок трансформатор-шинопровод и когато няма опасност от подаване на напрежение от ниската страна.

д) изводите, захранващи крайните потребители от разпределителното устройство (табло) за ниско напрежение, могат да се осъществят по следните начини:

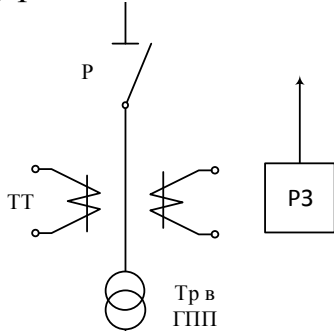
- разединител и предпазител;
- предпазител с щепселно съединение за комутация;
- предпазител без допълнителна комутационна апаратура;
- разединител и автоматичен прекъсвач;
- автоматичен прекъсвач;
- автоматичен прекъсвач и щепселно съединение за комутация;

Най-често срещани в практиката са вариантите с разединител и предпазител или автоматичен прекъсвач.

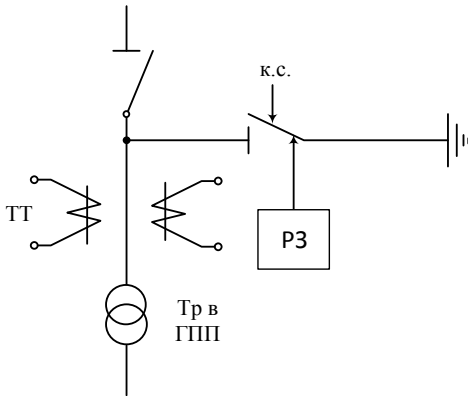
Съставянето на най-целесъобразна схема на ЦП зависи от избора на най-подходяща комбинация от функционални елементи, защитна и комутационна апаратура за конкретните експлоатационни условия в промишленото предприятие.

19.2. Схеми на електрическо захранване на главна понижаваща подстанция

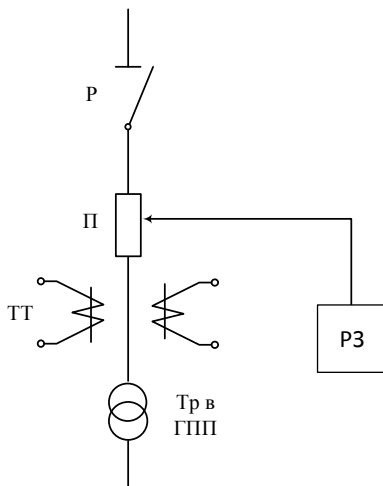
а) радиални схеми на електрическо захранване на ГПП:



Фиг. 19.7



Фиг. 19.8



Фиг. 19.9

- схеми без и с разединител – фиг. 19.7 (РЗ – релейна защита; ТТ – токов трансформатор):

Използват се при трансформатори без газова защита или когато разстоянието до захранващия възел е малко (до 2÷3 km) и е възможно дистанционно изключване на прекъсвача в началото на линията.

- схема с късосъединител – фиг. 19.8 (к.с. – късосъединител):

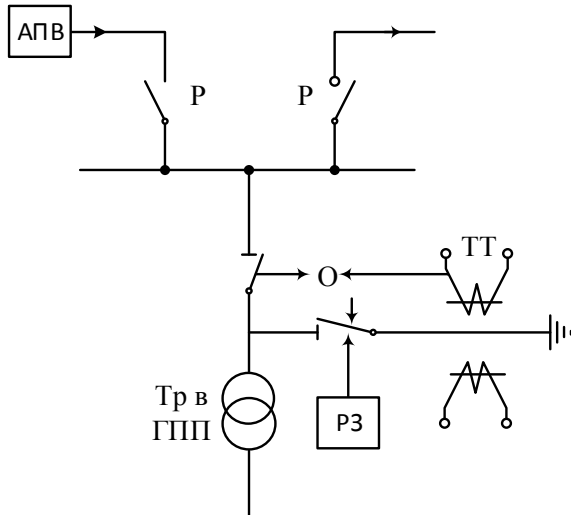
Късосъединителят е разединител с автоматично включване и ръчно изключване. Той създава изкуствено късо съединение, което се изключва от прекъсвача в началото на линията. Предимство на схемата е, че се намаляват кабелите за РЗ, недостатък – увеличаването на времето за протичане на тока на късо съединение.

- схема с разединител и прекъсвач – фиг. 19.9 (П – прекъсвач):

Тази схема е най-сигурна, но с най-висока цена. Използва се за: осигуряване на самопускането на отговорни консуматори чрез намаляване на безтоковата пауза; околната среда е замърсена и неподходяща за други апарати; разстоянието е голямо и трудно се осъществява дистанционно изключване от началото на захранващата линия;

- схема с предпазител за ВН: икономична, но рядко се използва поради ниската чувствителност на предпазителите при претоварване и малки токове на късо съединение, както и голямото разсейване на защитната характеристика, поради което се получават лъжливи зареботвания.

б) магистрални схеми на електрическо захранване на ГПП:

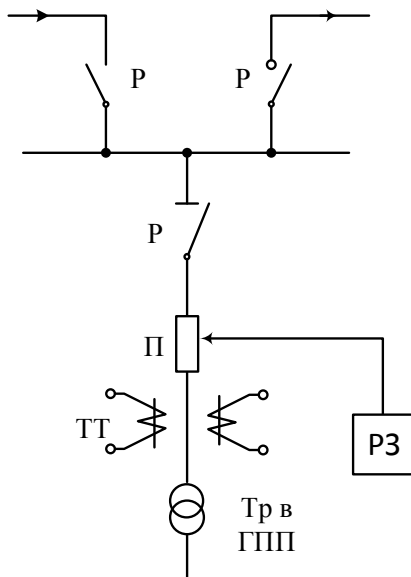


Фиг. 19.10

- схема с късосъединител (к.с.) и отделител (О) – фиг. 19.10:

Отделителите са триполусни разединители за автоматично изключване без товар (товарът е вече изключен от прекъсвач). Те обикновено са с ръчно включване.

Късосъединителят прави изкуствено късо съединение при сигнал от PЗ на трансформатора, след което отделителят автоматично изключва електрическата верига в безтокова пауза, получена от действието на устройство за автоматично повторно включване (АПВ), намиращо се в началото на магистралната линия.



Фиг. 19.11

- схема с разединител и прекъсвач – фиг. 19.11:

Предназначението, предимствата и недостатъците са аналогични на тези при схема с разединител и прекъсвач при радиално захранване на ГПП – фиг. 19.9.

Разпределителните уредби за средно напрежение 6, 10 и 20 kV в ГПП обикновено се изпълняват с единична секционирана шинна система.

20. КОНСТРУКТИВНО ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ПРОМИШЛЕНИ ЦЕХОВИ ЕЛЕКТРИЧЕСКИ МРЕЖИ

20.1. Основни понятия за промишлените електрически мрежи

Електрическата мрежа представлява съвкупност от свързани помежду си линии с еднакво напрежение, които пренасят и разпределят електрическата енергия от източника към включените към електрическата мрежа консуматори. В ЕСПП има следните видове електрически мрежи:

- разпределителни мрежи – захранват ЦП;
- цехови мрежи – захранват силови и осветителни товари в промишлените цехове.

Основните елементи на електрическата мрежа са:

- захранващи линии – проводници, кабели, шини, комплектни шинопроводи и др.;
- разпределителни устройства – електрически табла.

20.2. Методи за полагане на проводници и кабели

Възможните методи на полагане на различни типове проводници и кабели в жилищни и промишлени сгради са описани в БДС HD 60364-5-52:2011[10] и систематизирани според тяхната приложимост в табл. 20.1 [19,20].

Табл. 20.1. Методи на полагане на проводници и кабели

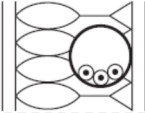
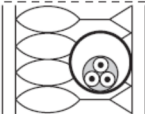
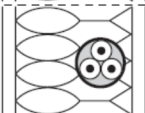
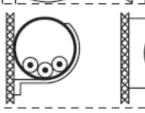
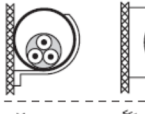
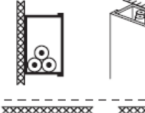
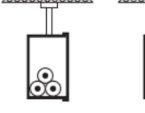
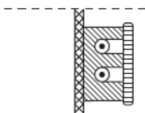
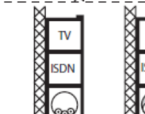
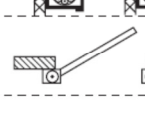
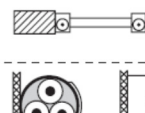
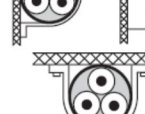



Проводници и кабели	Метод на полагане							
	Без крепежни елементи	Директно с помощта на скоби	В кабелен канал	В тръба	Кабелно трасе	Кабелна лавица или скара	На изолатори	Носещо въже
Неизолирани проводници	-	-	-	-	-	-	+	-
Изолирани проводници	-	-	+	+	+	-	+	-
Кабели със защитна обвивка (в т.ч. бронирани и с минерална изолация)	Многожилен	+	+	+	+	+	0	+
	Едножилен	0	+	+	+	+	0	+
„+“ разрешен								
„-“ не е разрешен								
„0“ неприложимо или обикновено неизползвано в практиката								

Стандартът въвежда идентификационни номера на различните варианти на начини на монтаж и референтни методи на полагане (A1, A2, B1, B2, C, D, E, F, G), групиращи методите на монтаж с еднакви характеристики

20. Конструктивно изпълнение на промишлени цехови електрически мрежи

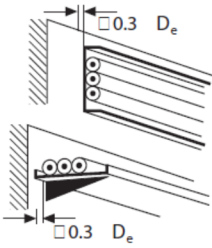
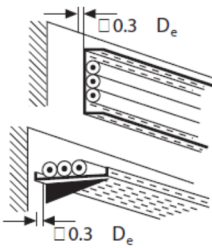
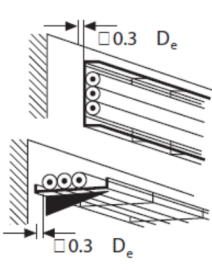
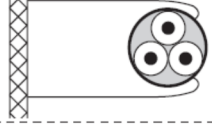
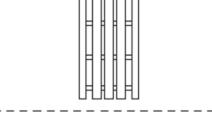
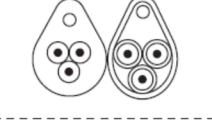

по отношение на намирането на допустимото токово натоварване на проводниците и кабелите – табл. 20.2 [19].

Табл. 20.2. Идентификационни номера, описание и референтни методи на начините на полагане на проводници и кабели

Метод на полагане	Номер	Описание	Референтен метод на полагане, използван за намиране на допустимото токово натоварване
 Room	1	Изолирани проводници или едножилни кабели в тръба в термично изолирана стена	A1
 Room	2	Многожилни кабели в тръба в термично изолирана стена	A2
 Room	3	Многожилни кабели директно в термично изолирана стена	A1
	4	Изолирани проводници или едножилни кабели в тръба върху дървена или зидана стена и на разстояние от нея по-малко от 0,3 пъти диаметъра на тръбата	B1
	5	Многожилен кабел в тръба върху дървена или зидана стена и на разстояние от нея по-малко от 0,3 пъти диаметъра на тръбата	B2
	6	Изолирани проводници или едножилни кабели в кабелен канал върху дървена стена – положени хоризонтално (6) – положени вертикално (7)	B1
	7		
	8	Изолирани проводници или едножилни кабели в окачен кабелен канал (8) Многожилен кабел в окачен кабелен канал (9)	B1 (8) или B2 (9)
	9		
	12	Изолирани проводници или едножилен кабел, положени в корнизи	A1
	13	Изолирани проводници или едножилни кабели в сепариран канал (13) Многожилен кабел в сепариран канал (14)	B1 (13) или B2 (14)
	14		
	15	Изолирани проводници или многожилен кабел в архитектур	A1
	16	Изолирани проводници в тръба или едножилен/многожилен кабел в рамка за прозорец	A1
	20	Едножилни или многожилни кабели: - закрепени на, или на разстояние от дървена стена (20) по-малко от 0,3 пъти диаметъра на кабела - закрепени директно под дървен таван (21)	C
	21		

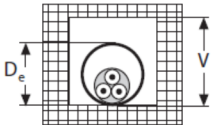
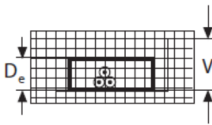
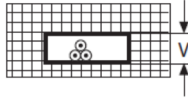
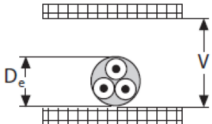

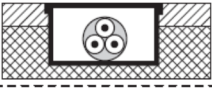
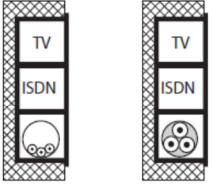
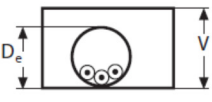
20. Конструктивно изпълнение на промишлени цехови електрически мрежи

Продължение на Табл. 20.2. Идентификационни номера, описание и референтни методи на начините на полагане на проводници и кабели

Метод на полагане	Номер	Описание	Референтен метод на полагане, използван за намиране на допустимото токово натоварване
	30	Върху неперфорирана лавица	C
	31	Върху перфорирана лавица	E или F
	32	На скоби или носеща мрежа	E или F
	33	На разстояние от стената повече от 0,3 пъти диаметъра на кабела	E, F или G
	34	На вертикална скара	E или F
	35	Еждножилен или многожилен кабел окачен на или съдържащ носещо въже	E или F
	36	Неизолирани или изолирани проводници върху изолатори	G

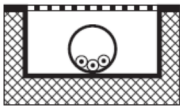
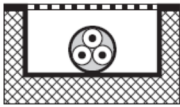
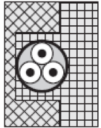
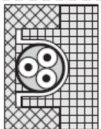
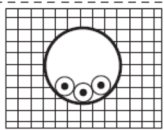
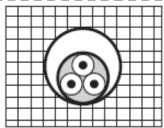
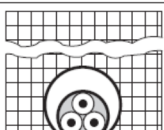
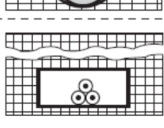
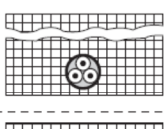

20. Конструктивно изпълнение на промишлени цехови електрически мрежи

Продължение на Табл. 20.2. Идентификационни номера, описание и референтни методи на начините на полагане на проводници и кабели

Метод на полагане	Номер	Описание	Референтен метод на полагане, използван за намиране на допустимото токово натоварване
	40	Едножилен или многожилен кабел в строителна кухня	$1.5 D_e \leq V < 20 D_e$ B2 $V \geq 20 D_e$ B1
	24	Изолирани проводници в кабелен канал в строителна кухня	$1.5 D_e \leq V < 20 D_e$ B2 $V \geq 20 D_e$ B1
	44	Изолирани проводници в кабелен канал в зидана стена със специфично термично съпротивление не по-голямо от 2 Kт/W	$1.5 D_e \leq V < 5 D_e$ B2 $5 D_e \leq V < 50 D_e$ B1
	46	Едножилен или многожилен кабел: - в окачен таван - в повдигнат под1)	$1.5 D_e \leq V < 5 D_e$ B2 $5 D_e \leq V < 50 D_e$ B1
	50	Изолирани проводници или едножилен кабел в скрит кабелен канал в пода	B1
	51	Многожилен кабел в скрит кабелен канал в пода	B2
	52 53	Изолирани проводници или едножилни кабели във вграден кабелен канал (52) Многожилен кабел във вграден кабелен канал (53)	B1 (52) или B2 (53)
	54	Изолирани проводници или едножилни кабели в кабелен канал без вентилация, положен хоризонтално или вертикално2)	$1.5 D_e \leq V < 20 D_e$ B2 $V \geq 20 D_e$ B1

20. Конструктивно изпълнение на промишлени цехови електрически мрежи

Продължение на Табл. 20.2. Идентификационни номера, описание и референтни методи на начините на полагане на проводници и кабели

Метод на полагане	Номер	Описание	Референтен метод на полагане, използван за намиране на допустимото токово натоварване
	55	Изолирани проводници в тръба в отворен кабелен канал или кабелен канал с вентилация в пода	B1
	56	Едножилен или многожилен кабел със защитна обвивка в отворен кабелен канал или кабелен канал с вентилация, положен хоризонтално или вертикално	B1
	57	Едножилен или многожилен кабел положен директно в зидана стена с термична устойчивост не по-голяма от 2 Km/W Без допълнителна механична защита	C
	58	Едножилен или многожилен кабел положен директно в зидана стена с термична устойчивост не по-голяма от 2 Km/W С допълнителна механична защита	C
	59	Изолирани проводници или едножилни кабели в тръба в зидана стена	B1
	60	Многожилни кабели в тръба в зидана стена	B2
	70	Многожилен кабел в тръба или кабелен канал в земята	D
	71	Едножилен кабел в тръба или кабелен канал в земята	D
	72	Едножилни или многожилни кабели със защитна обвивка директно в земя - без допълнителна механична защита	D
	73	Едножилни или многожилни кабели със защитна обвивка директно в земята - с допълнителна механична защита	D

1) De е външният диаметър на многожилен кабел:

- 2,2 x диаметъра на кабела, когато три едножилни кабела са свързани в триъгълник, или
- 3 x диаметъра на кабела, когато три едножилни кабела са положени в равнинно разположение.

2) De е външният диаметър на тръба или вертикалната дълбочина на кабелен канал

V е по-малкият размер или диаметър на канал в зидана стена или кухина, вертикалната дълбочина на правоъгълен канал, кухина в под или таван.

Дълбочината на канала е по-важна от ширината му.

20. Конструктивно изпълнение на промишлени цехови електрически мрежи

Изборът на метод на полагане трябва да се съобрази с конкретните условия и възможности на обекта. Възможните комбинации от място на изпълнение на полагането и метод на полагане, като са използвани идентификационните номера на методите на полагане от табл. 20.2, са показани в табл. 20.3 [19,20].

Табл. 20.3. Комбинации от място на изпълнение на полагането и метод на полагане на проводници и кабели

Изпълнение на полагането	Метод на полагане							
	Без крепежни елементи	Директно с помощта на скоби	В кабелен канал	В тръба	Кабелно трасе	Кабелна лавица или скара	На изолатори	Носещо въже
Кухини в сгради	40, 46, 15, 16	0	15, 16, 41, 42	-	43	30, 31, 32, 33, 34	-	-
Кабелен канал	56	56	54, 55	0	44, 45	30, 31, 32, 33, 34	-	-
Положени в земя	72, 73	0	70, 71	-		70, 71	0	-
Замонолитена в строителни елементи	57, 58	3	1, 2, 59, 60	50, 51, 52, 53	44, 45	0	-	-
Открит монтаж	-	20, 21	4, 5	6, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 22, 23	6, 7, 8, 9	30, 31, 32, 33, 34	36	-
Въздушно полагане	-	-	0	10, 11	-	30, 31, 32, 33, 34	36	35
Потопен монтаж	80	80	0	-	0	0	-	-

Числата в клетките показват идентификационните номера на метода на полагане от табл. 20.2
„-“ Не е разрешен
„0“ Неприложимо или обикновено неизползвано в практиката

20.3. Изпълнение на цехови електрически мрежи

20.3.1. С кабелни линии

Изпълнението на цеховите електрически мрежи с кабелни линии е най-често срещания вид в ПП. Кабелните линии се използват както вътре в цеховете, така и външно на територията на предприятията.

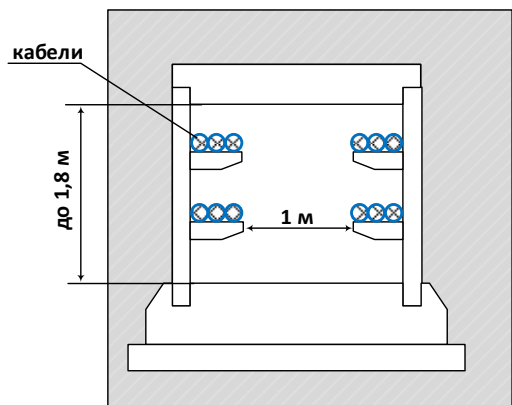
Полагането вътре в цеховете е: открито на стена; скрито или открито положени метални тръби; на скари; кабелни канали; окачване на носещо въже; специални кабелни съоръжения.

Полагането външно на територията на предприятието се извършва: непосредствено в земята; в кабелен изкоп; в тръби – открито или под земята.

Кабелни съоръжения:

а) кабелен тунел (колектор) под земята – фиг. 20.1:

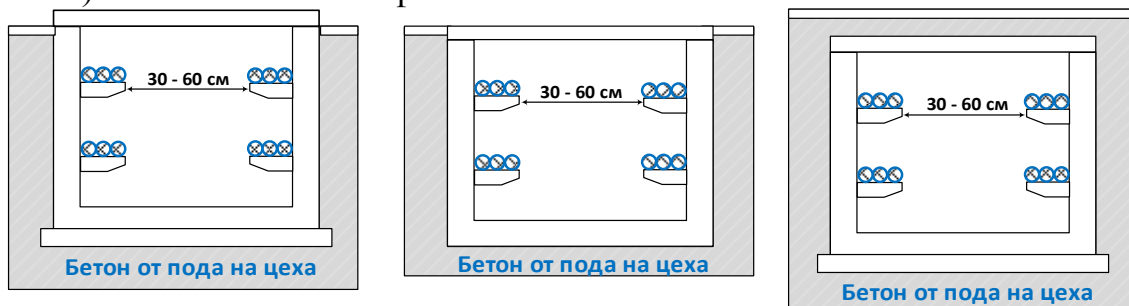
20. Конструктивно изпълнение на промишлени цехови електрически мрежи



Фиг. 20.1

Кабелните тунели (фиг. 20.1) са проходими колектори, в които могат да се изпълняват различни видове инсталации: електрически, водопроводни, топлопроводни, на телефонни линии, интернет и т.н. Тунелите се оборудват с вентилация, осветление и пожарна сигнализация.

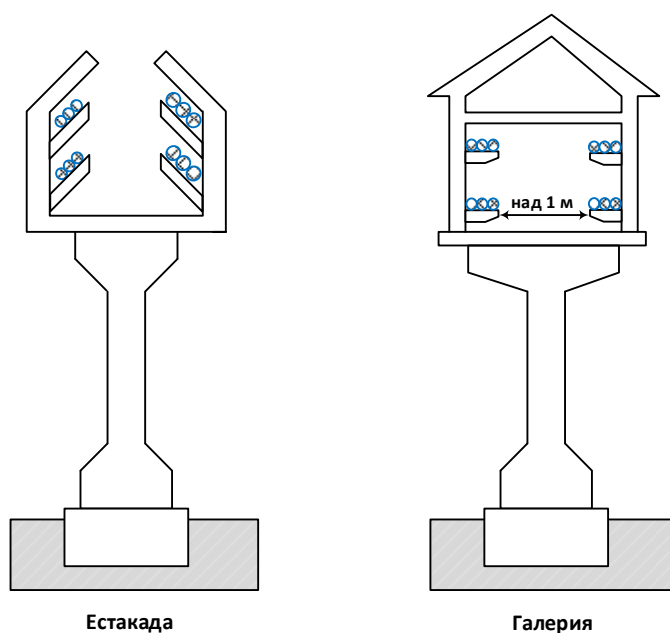
б) кабелни канали – фиг. 20.2:



Фиг. 20.2

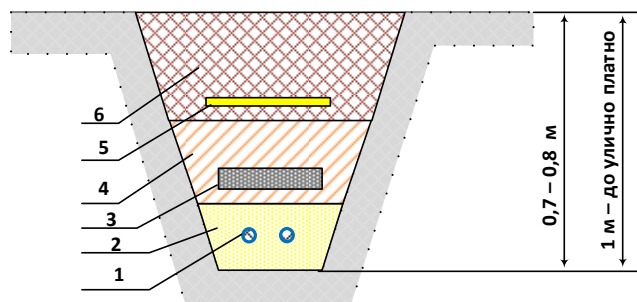
в) естакади и галерии – фиг. 20.3:

Това са специализирани конструкции върху бетонни или метални стълбове на височина от 4÷5 метра, намиращи се в ПП. Естакадите и галериите са най-икономичните съоръжения при голям брой кабели.



Фиг. 20.3

г) кабелен изкоп – фиг. 20.4:

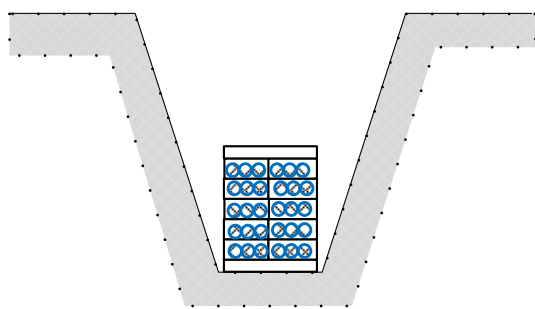


1. Кабели
2. Пясък
3. Защитна плоча или тухли
4. Трамбована пръст
5. Сигнална PVC лента
6. Пръст

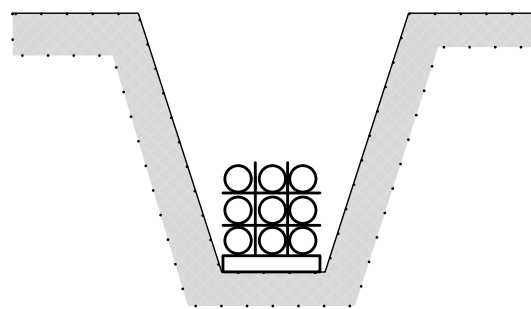
Фиг. 20.4

д) полагане в изкоп в бетонен блок с отвори за кабел (фиг. 20.5) или в тръби (фиг. 20.6):

Тези начини за полагане се използват, когато кабелът трябва да преминава под улично платно.



Фиг. 20.5



Фиг. 20.6

20.3.2. С шинопроводи

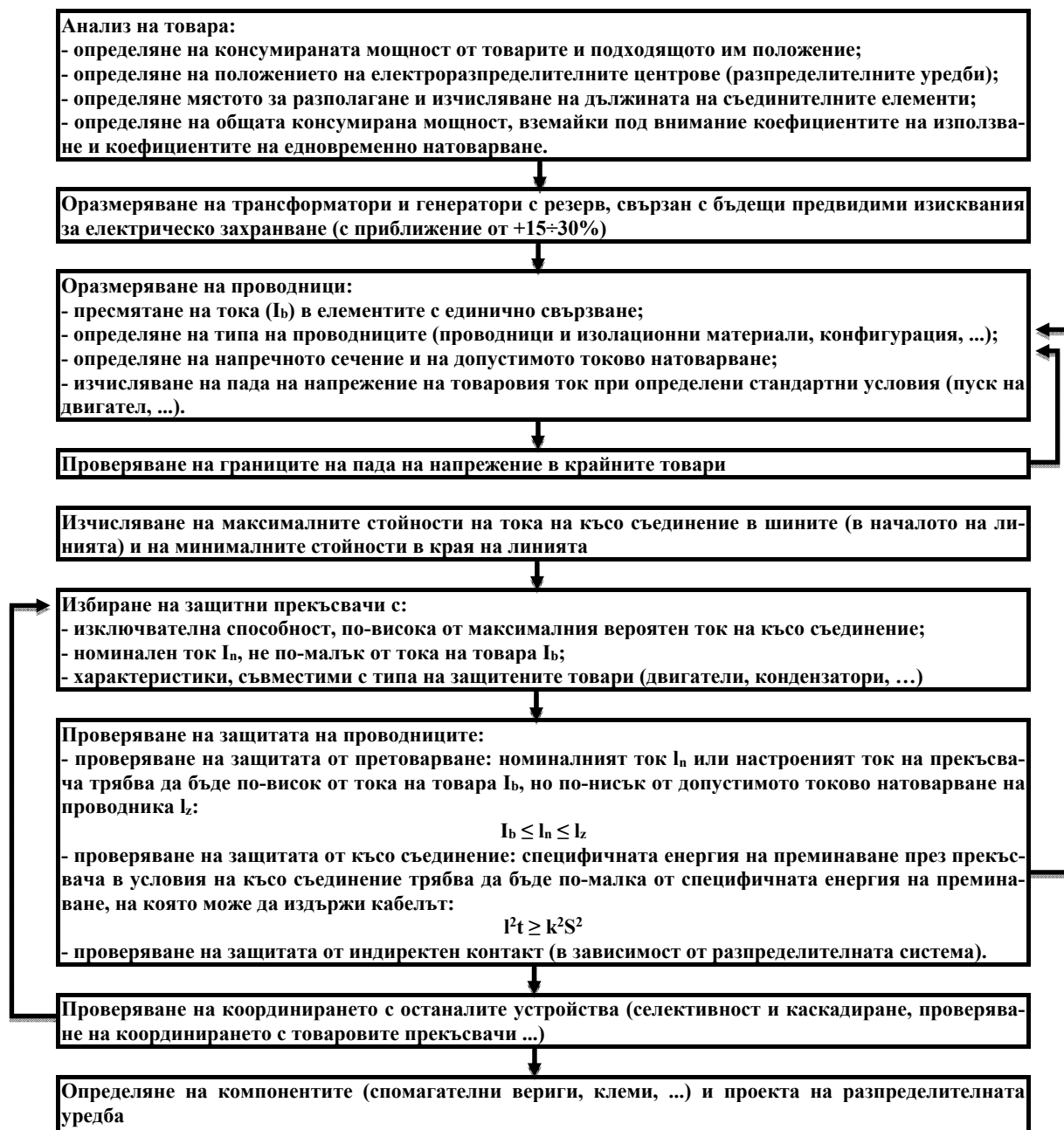
Шинопроводите са линии, за пренасяне на електрическа енергия, реализирани посредством „твърди шини“. Те могат да бъдат открити – неизолирани голи шини върху опорни изолатори, или закрити (изолирани) – с метален или изолационен кожух (корпус). Шините са направени обикновено от алуминий или негови сплави с различно напречно сечение. Шинопроводите биват:

- магистрални – за ток до няколко хиляди ампера. Те захранват разпределителни табла или мощни единични консуматори;
- разпределителни шинопроводи – те са за ток до 600 А и имат много отклонения чрез разклонителни кутии. Обикновено захранват консуматори с ниско напрежение 400V;
- комплектни шинопроводи – изработват се като защитени и затворени и се комплектуват с фабрично изработени елементи.

21. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА СЕЧЕНИЕТО НА СИЛОВИ ЦЕХОВИ ЕЛЕКТРИЧЕСКИ МРЕЖИ ЗА НИСКО НАПРЕЖЕНИЕ

21.1. Основни етапи на оразмеряване на електрическа инсталация

На блок-схемата на фиг. 21.1 е показана последователността от етапи за оразмеряване на електрическа инсталация [19].



Фиг. 21.1. Основни етапи на оразмеряване на електрическа инсталация

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

21.2. Условия за избор на сечението на проводниците

При проектирането на ЕСС се прилагат редица условия за избор на сечението на тоководещите елементи [11,12,15,17,18,22,24,25,26]:

- допустимо нагряване при продължителен режим на работа;
- допустима загуба на напрежение;
- механична якост;
- термична устойчивост при късо съединение;
- динамична устойчивост;
- икономична плътност на тока.

Според Наредба № 3 / 2004 г. за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии (УЕУЕЛ) [17], основно условие при избора на сечението на електрически проводници (неизолирани и изолирани, кабели и шини) е по условията на нагряване. Когато сечението на проводника, определено по условията на нагряване, е по-малко от сечението, определено по другите условия - термична и електродинамична устойчивост при токове на късо съединение, загуба на напрежение, механична якост и др., се избира най-голямото сечение, определено от тези условия. За определяне на сечението на токопроводите за ток над 1,5 kA с промишлена честота и за всеки ток с повишена, средна и висока честота, се отчита въздействието от повърхностния и близостния ефект (пренос на мощност) върху тях.

Сеченията на проводниците с различно предназначение се избират при спазването на изискванията за пределно допустимо нагряване с отчитане на нормалните и следаварийните режими, както и ремонтните режими и възможните неравномерности за разпределение на токовете между отделните линии, секции на шини и др.

За изчисляване на нагряването се приема максималният ток I_M – най-големият от средните токове за дадения елемент от мрежата в 30-минутен интервал.

Сечението на проводниците и кабелите в промишлените електрически инсталации се избира основно по условията: допустимо нагряване; проверка по допустима загуба на напрежение; съгласуване с тока на избраната защитна апаратура.

21.3. Определяне на сечението на проводниците и кабелите за НН по допустимо нагряване

Сечението се определя по условието:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_M}{k_1 \cdot k_2}, \quad (21.1)$$

където:

- $I_{\text{доп}}$ – допустим ток на проводника или кабела, А;
- I_M – максимален продължителен ток, А;

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

- k_1 – корекционен коефициент на допустимия ток на проводника или кабела в зависимост от броя на едновременно захранените проводници;
- k_2 – корекционен коефициент на допустимия ток в зависимост от околната температура:

$$k_2 = \sqrt{\frac{\theta - \theta_{\text{ок}}}{\theta - \theta_{\text{ок, доп.}}}}, \quad (21.2)$$

където:

- θ – допустима температура на жилото на проводника, °С;
- $\theta_{\text{ок}}$ – действителна температура на околната среда (въздух: 25°С и земя: 20°С);
- $\theta_{\text{ок, доп.}}$ – околна температура, при която е измерен $I_{\text{доп.}}$.

В Наредба № 3 / 2004 г. за УЕУЕЛ [17] са дадени таблици с допустимите продължителни токове $I_{\text{доп}}$ за проводници с каучукова или PVC изолация, шнурове с каучукова изолация и кабели с каучукова и пластмасова изолация в оловна, PVC и каучукова обвивка - табл. 21.1÷21.7. Стойностите на токовете се отнасят за температура на жилата $\theta = + 65$ °С, температура $\theta_{\text{ок, доп.}}$ на околния въздух + 25 °С и на земята + 15 °С. При определяне на броя на полагащите проводници в една тръба, неутралният проводник в четирипроводните системи за трифазен ток и защитните и заземяващите проводници не се отчитат.

Допустимите продължителни токове за четирижилни кабели с пластмасова изолация за напрежение до 1000 V се избират като за трижилни кабели, умножени с коефициент 0,92.

Посочените стойности на тока на проводниците в табл. 21.1 и 21.2 остават непроменени, независимо от броя на тръбите и мястото на полагащото им (въздух, фундаменти, настилки или на закрито).

Допустимите продължителни токове за проводници и кабели, положени в затворени канали и на лавици на снопове, се приемат:

- за проводници - съгласно табл. 21.1 и 21.2 като за проводници, положени в тръби;
- за кабели - съгласно табл. от 21.3÷21.5 като за кабели, положени във въздух.

При брой на едновременно натоварените проводници над четири, положени в тръби, закрити канали и на лавици на снопове, се приемат стойностите за тока съгласно табл. 21.1 и 21.2 като за проводници, положени на открито (във въздух), с въвеждане на корекционните коефициенти k_1 :

- за 5 до 6 проводника - 0,68;
- за 7 до 9 проводника - 0,63;
- за 10 до 12 проводника - 0,6.

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

Табл. 21.1. Допустим продължителен ток за проводници и шнурове с каучукова и PVC изолация с медни жила

Сечение на тоководещи жила, mm ²	Ток, А, за проводници, положени					
	открито	в една тръба				
		два 1-жилни	три 1-жилни	четири 1-жилни	един 2-жилен	един 3-жилен
0,5	11	-	-	-	-	-
0,75	15	-	-	-	-	-
1	17	16	15	14	15	14
1,5	23	19	17	16	18	15
2,5	30	27	25	25	25	21
4	41	38	35	30	32	27
6	50	46	42	40	40	34
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	-	-	-
185	510	-	-	-	-	-
240	605	-	-	-	-	-

Табл. 21.2. Допустим продължителен ток за проводници и шнурове с каучукова и PVC изолация с алуминиеви жила

Сечение на тоководещи жила, mm ²	Ток, А, за проводници, положени					
	открито	в една тръба				
		два 1-жилни	три 1-жилни	четири 1-жилни	един 2-жилен	един 3-жилен
2,5	24	20	19	19	19	16
4	32	28	28	23	25	21
6	39	36	32	30	31	26
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	-	-	-
185	390	-	-	-	-	-
240	465	-	-	-	-	-

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

Табл. 21.3. Допустим продължителен ток за проводници с медни жила с каучукова изолация и метална защитна обвивка и кабели с медни жила с каучукова изолация в оловна, PVC или каучукова обвивка

Сечение на тоководещите жила, mm ²	Ток *, А, за проводници и кабели				
	едножилни	двужилни		трижилни	
	при полагане				
	във въздух	във въздух	в земя	във въздух	в земя
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	-	-	-	-

* Стойностите се отнасят за проводници и кабели със или без неутрално жило

Табл. 21.4. Допустим продължителен ток за кабели с алуминиеви жила с каучукова или пластмасова изолация в оловна, PVC или каучукова обвивка

Сечение на тоководещите жила, mm ²	Ток *, А, за проводници и кабели				
	едножилни	двужилни		трижилни	
	при полагане				
	във въздух	във въздух	в земя	във въздух	в земя
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	-	-	-	-

* Стойностите се отнасят за проводници и кабели със или без неутрално жило

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

Табл. 21.5. Допустим продължителен ток за преносими шлангови кабели (шнурове) - лек, среден и тежък тип, руднични и прожекторни кабели и други преносни проводници с медни жила

Сечение на тоководещите жила, mm ²	Ток *, А, за шнурове, кабели и проводници		
	едножилни	двужилни	трижилни
0,5	-	12	-
0,75	-	16	14
1,0	-	18	16
1,5	-	23	20
2,5	40	33	28
4	50	43	36
6	65	55	45
10	90	75	60
16	120	95	80
25	160	125	105
35	190	150	130
50	235	185	160
70	290	235	200

* Стойностите се отнасят за шнурове, кабели и проводници със или без неутрално жило

Табл. 21.6. Допустим продължителен ток за шлангови кабели с медни жила и каучукова изолация за подвижни електропотребители

Сечение на тоководещите жила, mm ²	Ток *, А, за кабели с напрежение, kV		Сечение на тоководещите жила, mm ²	Ток *, А, за кабели с напрежение, kV	
	3	6		3	6
16	85	90	70	215	220
25	115	120	95	260	265
35	140	145	120	305	310
50	175	180	150	345	350

* Стойностите се отнасят за шнурове, кабели и проводници със или без неутрално жило

Табл. 21.7. Допустим продължителен ток за проводници с медни жила с каучукова изолация за електрифицирания транспорт - 1 kV, 3 kV и 4 kV

Сечение на тоководещите жила, mm ²	Ток, А	Сечение на тоководещите жила, mm ²	Ток, А	Сечение на тоководещите жила, mm ²	Ток, А
1	20	16	115	120	390
1,5	25	25	150	150	445
2,5	40	35	185	185	505
4	50	50	230	240	590
6	65	70	285	300	670
10	90	95	340	350	745

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

Табл. 21.8. Корекционни коефициенти k_1 за кабели, полагани в закрити канали

Начини на полагане	Количество на положените проводници и/или кабели		Корекционен коефициент за проводници, захранващи	
	едножилни	многожилни	отделни електропотребители с коефициенти на използване до 0,7	група електропотребители и отделни потребители с коеф. на използване над 0,7
Много-слойно и на снопове	-	до 4	1,0	-
	2	5÷6	0,85	-
	3÷9	7÷9	0,75	-
	10÷11	10÷11	0,7	-
	12÷14	12÷14	0,65	-
	15÷18	15÷18	0,6	-
Еднослойно	2÷4	2÷4	-	0,67
	5	5	-	0,6

Допустимите продължителни токове за проводниците, положени на лавици (скар) при едноредно полагане (не на снопове), се приемат като за проводници, положени във въздух (на открито).

Табл. 21.9. Корекционни коефициенти k_1 в зависимост от брой, разположение и метод на монтаж на кабелите

Разположение на кабелите (допиращи се)	Брой на веригите или многожилните кабели												Метод на монтаж (табл. 20.2)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
Кабелен сноп на открито, на стена, зазидан или защитна обвивка	1.00	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.45	0.41	0.38	Методи от А до F
Един слой по стена, по под или на неперфорирана кабелна скара	1.00	0.85	0.79	0.75	0.73	0.72	0.72	0.71	0.70	Не е необходимо последващо редуциране на коефициента за групи, съдържащи повече от девет вериги или многожилни кабели.	Метод С		
Един слой, закрепен непосредствено под дървен гаван	0.95	0.81	0.72	0.68	0.66	0.64	0.63	0.62	0.61				
Един слой на перфорирана хоризонтална и вертикална кабелна скара	1.00	0.88	0.82	0.77	0.75	0.73	0.73	0.72	0.72				Методи Е и F
Един слой на кабелна лавица, на скоби и др.	1.00	0.87	0.82	0.80	0.80	0.79	0.79	0.78	0.78				

Допустимите продължителни токове за проводници и кабели, полагани в закрити канали, се приемат съгласно табл. от 21.1 до 21.4, като за единични проводници или кабели, положени открито (във въздуха), се прилагат корекционните коефициенти, посочени в табл. 21.8. При избор на корекционни коефициенти не се отчитат резервните и контролните проводници и кабели. Според БДС HD 60364-5-52:2011[10], стойностите на коефициента k_1 , в зависимост броя на веригите или многожилните кабели за различни разположения и методи на монтаж, са показани в табл. 21.9.

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

В [19] се предлага опростена формула за изчисляване на корекционния коефициент k_1 за сноп от n на брой кабели с различни сечения, който е подходящ за кабели с по-малки сечения и води до преоразмеряване при кабели с по-големи сечения:

$$k_1 = \frac{1}{\sqrt{n}}. \quad (21.3)$$

21.4. Съгласуване на сечението със защитата

Допустимият ток на кабела или проводника $I_{\text{доп}}$ и токът на защитната апаратура „ I_3 “ (предпазител или автоматичен прекъсвач) трябва да изпълняват следното условие:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{k_3 \cdot I_3}{k_1 \cdot k_2}, \quad (21.4)$$

където k_3 е корекционен коефициент (минимална кратност между $I_{\text{доп}}$ и I_3), отчитащ типа на защитния апарат и необходимото ниво на защита от претоварване [11,12] – табл. 21.10:

Табл. 21.10. Минимални стойности на k_3 при защита на електрически мрежи с предпазители и автоматични прекъсвачи

Ток и тип на защитния апарат	Електрически мрежи, защитавани от претоварване			Мрежи, които не изискват защита от претоварване
	Проводници с каучукова или с подобни топлинни х-ки изолация		Кабели с хартиена изолация	
	Пожаро- и взриво-опасни помещения	Непожаро- и невзриво-опасни помещения		
Номинален ток на вложката на предпазителя	1.25	1.0	1.0	0.33
Ток на изключване на автоматичен прекъсвач с максималнотоков изключвател с мигновено действие	1.25	1.0	1.0	0.22
Номинален ток на изключвателя на автоматичен прекъсвач с нерегулируема обратно зависима от тока х-ка(с и без токова отсечка)	1.0	1.0	1.0	1.0
Ток на изключване на автоматичен прекъсвач с регулируема обратно зависима от тока х-ка (ако има отсечка в прекъсвача, кратността на тока не се ограничава)	1.0	1.0	0.8	0.66

Забележка: За автоматични прекъсвачи, имащи едновременно топлинни и електромагнитни изключватели, коефициентът се проверява само за топлинния изключвател.

Като стойност на I_3 се използва номиналната стойност на тока на вложката на предпазителя или тока на настройка на топлинния изключвател на автоматичния прекъсвач.

21.5. Проверка на сечението на проводниците по допустима загуба на напрежение

Загубата на напрежение представлява алгебричната разлика на напреженията в началото и в края на разглежданата част от електрическата мрежа. Допустимата загуба на напрежение $\Delta U_{\text{доп}}$ се определя в зависимост от допустимото отклонение на напрежението на клемите на крайните консуматори. Действителната загуба на напрежение ΔU за разглежданата мрежа, трябва да бъде по-малка от максимално допустимата $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$.

Сечението на проводниците на разпределителните мрежи СН и НН се проверява по условието за допустима загуба на напрежение. Допустимите загуби на напрежение в отделните звена на мрежите са посочени в Наредба № 3 / 2004 г. за УЕУЕЛ [17] – табл. 21.11.

Табл. 21.11. Допустими загуби на напрежение в електрическите мрежи

Вид на електрическите мрежи и режим на тяхната работа	Допустима загуба $\Delta U_{\text{доп}}$, %	Забележка
1. Вътрешни инсталации в сгради	1 ÷ 2,5	По т. 1 и 2 общо не повече от 6 %, като за големи производствени, обществени и жилищни сгради съответно е 2,5 % по т. 1 и 3,5 % по т. 2, а за малки сгради съответно е 1 % и 5 %
2. Разпределителни мрежи НН при нормален режим	3,5 ÷ 5	
3. Захранващи линии СН за разпределителни подстанции	2 ÷ 5	По т. 3 и 4 общо не повече от 10 % при нормален режим По т.3 и 5 общо не повече от 12 % при аварийен режим
4. Разпределителни мрежи СН при нормален режим	5 ÷ 8	
5. Разпределителни мрежи СН при аварийен режим	7 ÷ 10	

Загубата на напрежение за трифазна балансирана (3×400 V) и еднофазна (230 V) вериги се определя с изразите:

$$\text{Трифазна верига: } \Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi), V; \quad (21.5)$$

$$\text{Еднофазна верига: } \Delta U = 2 \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi), V, \quad (21.6)$$

където:

I е максималния продължителен ток във веригата, A;

R – активно съпротивление на проводника (кабела), Ω ;

X – реактивно съпротивление на проводника (кабела), Ω ;

$\cos\varphi$ и $\sin\varphi$ – косинус и синус на фазовата разлика φ между тока I и напрежението U на товара.

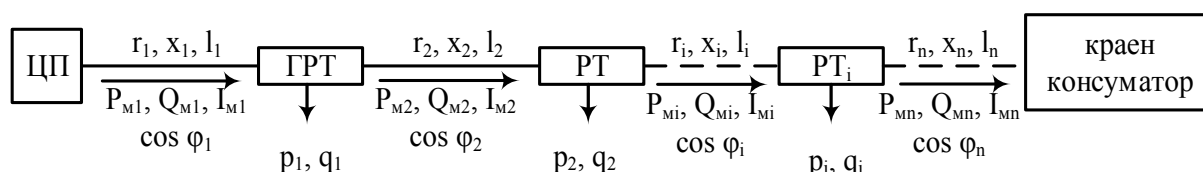
Тъй като обикновено допустимата загуба на напрежение се задава в проценти, получените стойности във волтове по формули (21.5) и (21.6) се

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

преобразуват съобразно номиналното напрежение на веригата U_H по формулата:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_H} \cdot 100, \% . \quad (21.7)$$

При проектиране на промишлени електрически инсталации, загубата на напрежение се изчислява общо за няколко последователно свързани трифазни електрически участъци от линията от шините в цеховата подстанция (ЦП), през разпределителни табла (ГРТ, РТ), до клемите на крайния консуматор – фиг. 21.2.



Фиг. 21.2. Схема за определяне на загубата на напрежение на промишлена електрическа мрежа

Максималната обща загуба на напрежение се определя на базата на формули (21.5) и (21.7) с помощта на един от изразите:

$$\Delta U = \frac{100 \cdot \sqrt{3}}{U_H} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot I_{Mi} \cdot (r_{0i} \cdot \cos \varphi + x_{0i} \cdot \sin \varphi), \% ; \quad (21.8)$$

$$\Delta U = \frac{100}{U_H^2} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot (P_{Mi} \cdot r_{0i} + Q_{Mi} \cdot x_{0i}), \% , \quad (21.9)$$

където:

I_{Mi} е максималният продължителен ток за i -тия участък от линията, А;

l_i – дължината за i -тия участък от линията, km;

r_{0i} и x_{0i} – относително за единица дължина (специфично) активно и реактивно съпротивление на проводника (кабела) на i -тия участък от линията, Ω/km ;

P_{Mi} и Q_{Mi} – максимални продължителни активни и реактивни товари на i -тия участък от линията.

Стойности на специфичното активно и реактивно съпротивление на различни сечения алуминиеви и медни проводници (кабели) са представени в табл. 21.12. Специфичното съпротивление при 20 °С за медни жила е 0,0178 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$, а за алуминиеви жила – 0,029 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$. Температурният коефициент на промяна на съпротивлението в зависимост от температурата за мед е $\alpha=0,00393/^\circ\text{C}$, а за алуминий – $\alpha=0,004/^\circ\text{C}$

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

Табл. 21.12. Специфични съпротивления за 1 km кабел (проводник)

Сечение, <i>mm</i> ²	Алуминий		Мед		<i>x</i> , Ω/ <i>km</i>
	<i>r</i> _{20°C} , Ω/ <i>km</i>	<i>r</i> _{50°C} , Ω/ <i>km</i>	<i>r</i> _{20°C} , Ω/ <i>km</i>	<i>r</i> _{50°C} , Ω/ <i>km</i>	
1	-	-	17.8	20	0.1
1.5	-	-	11.86	13.3	0.1
2.5	11.6	13.2	7.12	8	0.1
4	7.3	8.25	4.45	5	0.1
6	4.8	5.5	2.97	3.33	0.1
10	2.9	3.3	1.78	2	0.08
16	1.81	2.06	1.11	1.25	0.08
25	1.16	1.32	0.71	0.80	0.06
35	0.83	0.94	0.51	0.57	0.06
50	0.58	0.66	0.36	0.40	0.06
70	0.41	0.47	0.25	0.29	0.06
95	0.30	0.35	0.19	0.21	0.06
120	0.24	0.27	0.15	0.17	0.06
150	0.19	0.22	0.12	0.13	0.06
185	0.16	0.18	0.10	0.11	0.06
240	0.12	0.14	0.07	0.08	0.06

В [20] се предлагат опростени изрази на намиране на специфичното активно съпротивление в зависимост от сечението – *s*:

$$r_0 = \frac{22,5 (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km})}{s (\text{mm}^2)} \text{ за мед ,} \quad (21.10)$$

$$r_0 = \frac{36 (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km})}{s (\text{mm}^2)} \text{ за алуминий} \quad (21.11)$$

и пренебрегване на реактивното съпротивление за кабели със сечение по-малко от 50 mm².

За намаляване на обема на изчисленията при проектиране обикновено първоначално се пресмята загубата на напрежение до най-мощния и най-отдалечен консуматор (с най-голямо произведение мощност × дължина на линията) и ако тя не надхвърля допустимата стойност, то условието е изпълнено и за всички останали линии, тъй като за тях ΔU ще бъде по-малка. Ако изчислената ΔU е по-голяма от допустимата, сеченията трябва да се завишат до по-висока стандартна стойност, при което намаляват r_0 и x_0 и съответно преизчислената стойност на ΔU . Друга възможност за намаляване на ΔU е реорганизиране на хранящата схема с цел намаляване на дължините на линиите до по-мощните консуматори.

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

21.6. Определяне сечението по икономична плътност на тока

Изборът на сечението по икономична плътност на тока се препоръчва при голяма продължителност на използване на максималния продължителен товар, например при шинопроводи, захранващи цехове с мощни консуматори с голяма продължителност на работа.

В ЕСПП условието се прилага при избора на кабели за разпределителните мрежи средно напрежение (6;10;20 kV). Икономически целесъобразното сечение $S_{ик}$ се определя с израза:

$$S_{ик} = \frac{I_M}{j_{ик}}, mm^2, \quad (21.12)$$

където:

- I_M е максимален ток на линията, A;
- $j_{ик}$ – икономична плътност на тока, A/mm².

Стойности на икономичната плътност на тока в зависимост от вида на кабела и годишната продължителност на максималния товар са дадени в табл. 21.13 [12].

Табл. 21.13. Икономична плътност на тока, A/mm²

Вид на кабела		Трайност на максималния товар, h/год		
		от 1000 до 3000	от 3000 до 5000	от 5000 до 8760
с хартиена изолация	медни	3	2.5	2
	алуминиеви	1.7	1.5	1.3
с пластмасова и каучукова изолация	медни	3.5	3.1	2.7
	алуминиеви	2	1.8	1.7

След определяне на $S_{ик}$ по икономична плътност на тока по формула (21.12), се избира най-близкото стандартно по-голямо или по-малко сечение.

21.7. Избор на сечението по механична якост

Изборът на сечението на захранващите линии трябва да бъде съобразен с изискванията за механична якост. Минималните допустими по механична якост сечения на проводници и кабели в електрическите инсталации в зависимост от тяхното предназначение и токопроводим материал са показани в табл. 21.13 [24].

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

Табл. 21.13. Минимални допустими сечения по механична якост на проводници и кабели в електрическите инсталации

Предназначение на проводници и кабели		Сечение на жилата, mm ²			
		медни	алуминиеви		
Шнурове за хранване на битови електрически консуматори		0,3	-		
Кабели за присъединяване на подвижни и преносими консуматори в промишлеността		0,75	-		
Незащитени изолирани проводници в неподвижни вътрешни електрически инсталации	непосредствено върху основата, на ролки	1	2,5		
	на лавици, в обвивни кожуси	за жила, свързани с болтова връзка	1	2	
		за жила, свързани със запояване	едножични	0,5	-
			многожични (гъвкави)	0,35	-
на изолатори	1,5	4			
Незащитени изолирани проводници в неподвижни външни електрически инсталации	по стени, конструкции, стълбове (опори) на изолатори	2,5	4		
	под навес на ролки	1,5	2,5		
Незащитени и защитени изолирани проводници и кабели в тръби, метални ръкави и глухи канали (кутии)		1	2		
Кабели и защитени изолирани проводници за неподвижни инсталации (без тръби, ръкави и глухи канали)	за жила, свързани с болтова връзка	1	2		
	за жила, свързани със запояване	едножични	0,5	-	
		многожични (гъвкави)	0,35	-	
Защитени и незащитени проводници и кабели, положени в канали или замонолитени в строителни конструкции или под мазилката		1	2		

21.8. Избор на сечението на неутралния и защитния проводник

Сечението на неутралния (N) проводник се избира равно на сечението на фазовите проводници за еднофазни линии, както и за трифазни линии, хранващи еднофазни товари.

При хранването на трифазни симетрични товари от трифазни (четири- и петпроводни) линии сечението на неутралния проводник е равно на сечението на фазовите проводници при сечения до 16 mm² Cu или 25 mm² Al, а при по-големи сечения - не по-малко от 1/2 от сечението на фазовите проводници.

Сечението на PEN проводник (обединен защитен PE и неутрален N при TN-C система на заземяване) е не по-малко от сечението на N проводник и не по-малко от 10 mm² Cu или 16 mm² Al, независимо от сечението

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

на фазовите проводници. Допуска се в обосновани случаи неутрален (N) проводник от мед със сечение $2,5 \text{ mm}^2$ и по-голямо да се използва и като защитен (PEN), ако от таблото с повторно заземяване до най-отдалечения потребител има не повече от пет последователни електрически свързвания.

Минималните сечения на проводниците PE и PEN се избират съобразно фазните сечения и вида на проводниците. Най-малките сечения на защитните проводници PE по отношение на фазовите проводници са показани в табл. 21.14:

Табл. 21.14. Минимални сечения на защитните проводници според сечението на фазовите проводници

Сечения на фазовите проводници, mm^2	Най-малки сечения на защитните проводници, mm^2
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

Минимално допустимите сечения на медни и алуминиеви защитни проводници са посочени в табл. 21.15.

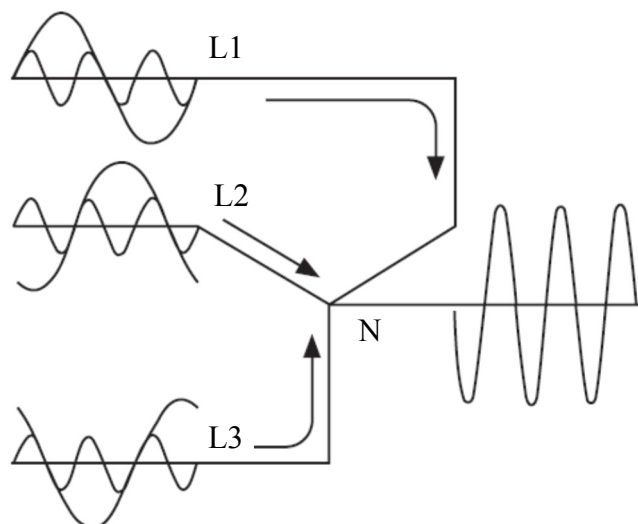
Табл. 21.15. Минимални сечения на медни и алуминиеви защитни проводници

Вид на проводниците		Мед, mm^2	Алуминий, mm^2
Изолирани проводници, които не образуват част от захранващ кабел или кабелна обвивка:	1. без механична защита	4,0	16,0
	2. с механична защита	2,5	6,0
Защитни жила на кабели и шнулове		0,75	2,5

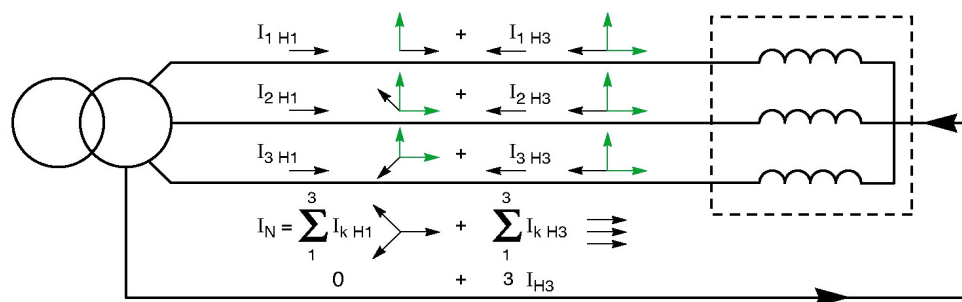
21.9. Избор на сечението на електрически мрежи с висши хармонични токове

Хармоничните токове се генерират от нелинейни товари (виж т.29), включени към електрическата мрежа (компютри, луминесцентно осветление, изправители, електронни преобразуватели) и могат да предизвикат големи токове в неутралния проводник. Специфично е влиянието на третия хармоник и неговите кратни, които в трифазни уредби се сумират в неутралата (фиг. 21.3) [19], тъй като за трите фази се позиционират по еднакъв начин спрямо своите основни токове и съвпадат по фаза един с друг, за разлика от основните токове, които са дефазирани на ъгъл 120° и затова тяхната сума е нула – фиг. 21.4 [20].

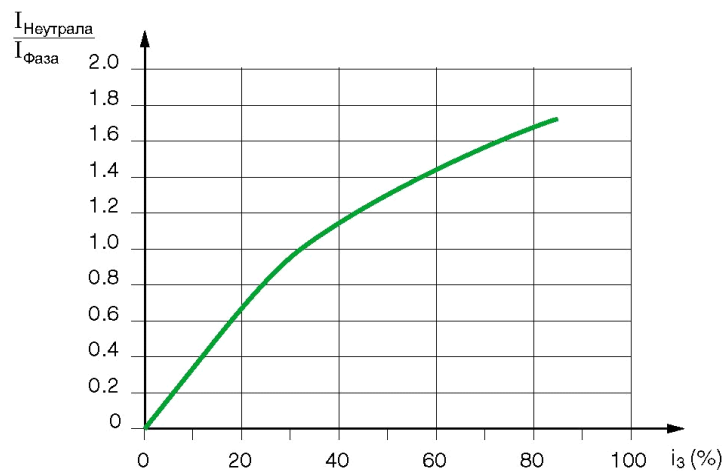
21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение



Фиг. 21.3. Съвпадане на началната фаза на третия хармоник на тока и неговите кратни за отделните фази при трифазно захранване



Фиг. 21.4. Сумиране на векторите на фазните токове в неутралата



Фиг. 21.5. Зависимост между коефициента на натоварване на неутралния проводник и третия хармоник на тока

Фиг. 21.5 показва зависимостта на коефициента на натоварване на неутрален проводник от наличието на трети хармоник на тока – i_3 . На практика, максималната стойност на коефициента на натоварване не може да е по-голяма от 3.

21. Определяне на сечението на силови цехови електрически мрежи за ниско напрежение

Базовите пресмятания на кабели се отнасят за кабели с три симетрично натоварени тоководещи жила, а по неутралния проводник не протича ток. Протичащият в неутралния проводник ток, поради третия хармоник, повишава температурата на фазовите проводници и следователно е необходимо да се използва коефициент на намаляване при оразмеряване на фазовите проводници (табл. 21.16).

Табл. 21.16. Коефициенти на намаляване поради хармонични токове в четири- и петжилни кабели съгласно БДС HD 60364-5-52 [10]

Трета хармонична съставляваща на фазовия ток, %	Коефициент на намаляване	
	Оразмеряване, отчитащо големината на тока във фазовия проводник	Оразмеряване, отчитащо големината на тока в неутралния проводник
0 - 15	1.0	-
15 - 33	0.86	-
33 - 45	-	0.86
> 45	-	1.0

Коефициентите на намаляване, използвани при изчисляване на пропускателната способност по ток на кабел с три тоководещи проводника, дават пропускателна способност на кабел с четири тоководещи проводника, когато в четвъртия проводник протича хармоничен ток. Коефициентите на намаляване се вземат под внимание при нагряване на проводници поради хармонични токове:

- където се очаква, че токът в неутралата ще бъде по-голям от тока във фазовите проводници. Сечението на кабела трябва да се определя от тока в неутралния проводник;

- където сечението на жилото на кабела е определено от тока в неутралата, който незначително надвишава фазовия ток, е необходимо да се намали стойността на пропускателната способност по ток за трите фазови жила;

- ако токът в неутралния проводник е по-голям от 1,35 пъти от фазовите токове и сечението на кабела се избира от тока в неутралата, трите фазови проводници няма да бъдат напълно натоварени.

Намаляването на топлината, отделяна от фазовите проводници намалява топлината, отделяна от неутралния проводник до такава степен, че не е нужно да се използва коефициент на намаляване пропускателната способност по ток за трите натоварени проводника.

22. ИЗБОР НА ПРЕДПАЗИТЕЛИ, АВТОМАТИЧНИ ПРЕКЪСВАЧИ И ДЕФЕКТНОТОКОВИ ЗАЩИТИ ЗА НИСКО НАПРЕЖЕНИЕ

22.1. Основни функции на защитната апаратура за ниско напрежение

Защитната апаратура за ниско напрежение осигурява:

- защита на елементи от верига срещу топлинни или механични поражения, възникващи от токове на късо съединение;
- защита на хора в случай на повреда в изолацията;
- защита на електрическите консуматори (електрически двигатели, осветление, битови електрически уреди и др.).

Целта е да се избегнат или ограничат разрушителни или опасни последиствия от протичане на големи токове (токове на къси съединения) или такива, предизвикани от претоварване или повредена изолация, а също да се отдели повредената верига от останалата част на електрическата уредба. Различават се следните видове защиты:

а) защита на елементи на електрическа уредба (кабели, проводници, комутационна апаратура и др.):

- срещу претоварване, т.е. от по-голям ток от номиналния, протичащ в изправна (не аварирала) уредба;
- срещу токове на късо съединение, предизвикани от пълен пробив в изолацията на проводниците на различни фази или (в схеми на заземяване TN) между фазовия и нулевия (или PE) проводник.

В тези случаи защитата се осигурява или със стопяеми предпазители, или с автоматични прекъсвачи;

б) защита на хора (и животни):

- срещу пробив в изолация.

В зависимост от използваната система на заземяване на уредбата (TN, TT или IT), защитата се осигурява от предпазители или автоматични прекъсвачи, дефектнотокови защиты, и/или постоянно наблюдаване на изолационното съпротивление на уредбата спрямо земя;

в) защита на електрически консуматори, захранвани от разглежданата уредба:

- срещу прегряване на консуматора, предизвикано например, от продължително претоварване на двигател, застопорен ротор, работа на двигател с прекъснатата фаза и др. За защита се използва специализирано за характеристиките на консуматора (двигателя) термично реле или автоматичен прекъсвач с топлинен (термичен) изключвател. При необходимост, тези защитни апарати могат да защитават също от претоварване захранващия кабел на веригата на двигателя;

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

- защитата от късо съединение се осигурява от предпазители тип аМ или от автоматичен прекъсвач с електромагнитна защита.

22.2. Основни характеристики на защитната апаратура за ниско напрежение

а) предпазители със стопяема вложка

Основните техническите характеристики на предпазителите със стопяема вложка за ниско напрежение са описани в стандарт БДС EN 60269-1:2007 „Стопяеми предпазители за ниско напрежение“, част 1 Общи изисквания (IEC 60269-1:2006) [3,32], а детайлните – в зависимост от приложението – в части 2 до 6 на стандарта, както следва [32]:

- част 2: Допълнителни изисквания за предпазители за ползване от оторизирани лица (предпазители предимно за промишлено приложение) – примери на стандартизирани системи за предпазители от А до I;

- част 3: Допълнителни изисквания за предпазители за използване от неквалифицирани лица (предпазители предимно за битови и подобни приложения) – примери на стандартизирани системи за предпазители от А до F;

- част 4: Допълнителни изисквания за стопяеми вложки за предпазители за защита на полупроводникови устройства;

- част 5: Указания за приложението на предпазители за НН;

- част 6: Допълнителни изисквания за стопяеми предпазители за защита на слънчеви фотоволтаични системи.

Стандартът определя категории (тип) приложения, които класифицират време-токовите характеристики на всеки тип предпазители. Типът се задава чрез двуцифрен код.

Първата буква е „а“ (от англ. *associated*), ако предпазителят е само за защита от късо съединение, а допълнително (асоциирано) устройство трябва да осигури защита от претоварване. Първата буква е „g“ (от англ. *general purpose*), ако предпазителят е предназначен да работи дори и с толкова ниски токове, които го изгарят за един час. Те се считат за общо предназначение, предпазители за защита на проводници.

Втората буква показва типа на електрообзавеждане или система, които ще бъдат защитени:

G - защита с общо предназначение на проводници и кабели;

M - електродвигатели;

R, S - токоизправители или полупроводникови преобразуватели;

PV - фотоволтаични масиви и системи;

Tr - трансформатори;

N и D - съответно с общо предназначение и с времезакъснение за електродвигатели - за североамериканските електрически мрежи.

Широко се използват два вида стопяеми предпазители НН:

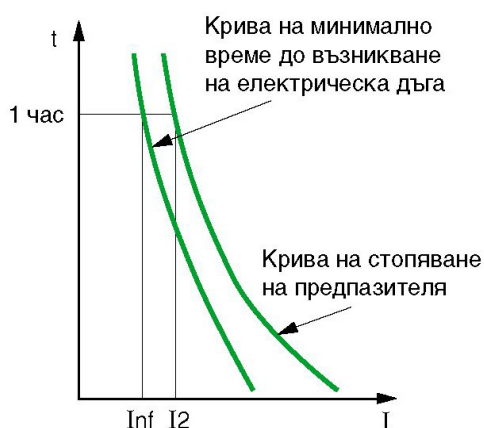
- за битови и аналогични електрически уредби тип gG, изработвани под формата на патрон, за номинални токове до 100 А;

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

- за индустриални електрически уредби тип gG (обща употреба), gM или aM (за вериги на електродвигатели). При използване на предпазители тип aM се изисква отделно реле за претоварване.

Използваните в миналото стандартни типове gL, gF, gI и gII се заменят от тип gG според БДС EN 60269.

Съществуват предпазители с и без механични индикатори за „изгаряне“. Стопяемите предпазители изключват веригата в резултат на контролирано топене на елемент на вложката, когато в течение на зададен период от време токът надвиши определена стойност. Връзката между тока и времето се представя под формата на работни време-токови характеристики за всеки тип предпазител – фиг. 22.1 и 22.2. [20]



Фиг. 22.1. Зони на стопяване и не стопяване на предпазители тип gG и gM (IEC 60269-2-1)



Фиг. 22.2. Стандартни зони на стопяване на предпазители от типа aM (всички номинални токове)

Табл. 22.1. Зони на стопяване и не стопяване за предпазители НН от типа gG и gM (IEC 60269-1, 60269-2-1)

Номинален ток I_n , A	Условен ток на не стопяване, I_{nf}	Условен ток на стопяване, I_2	Условно време, h
$I_n \leq 4$ A	$1.5 I_n$	$2.1 I_n$	1
$4 < I_n < 16$ A	$1.5 I_n$	$1.9 I_n$	1
$16 < I_n \leq 63$ A	$1.25 I_n$	$1.6 I_n$	1
$63 < I_n \leq 160$ A	$1.25 I_n$	$1.6 I_n$	2
$160 < I_n \leq 400$ A	$1.25 I_n$	$1.6 I_n$	3
$400 < I_n$	$1.25 I_n$	$1.6 I_n$	4

Стандартизираните условни токове на не стопяване и стопяване на предпазители тип gG и gM са показани на фиг. 22.1 и в табл. 22.1.

Условният ток на не стопяване I_{nf} е стойността на тока, който стопяемият елемент на предпазителя може да издържи определено време без да

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

се стопи. Пример: предпазител с $I_n=20$ А пропускащ ток $1.25 \times I_n$ (т.е. 25 А) не трябва да се разтопява за по-малко от един час (табл.22.1).

Условният ток на стопяване $I_f (=I_2$ от фиг. 22.1) е стойността на тока, който ще предизвиква разтапяне на стопяемия елемент преди изтичане на определеното време. Пример: предпазител с $I_n=20$ А пропускащ ток $1.6 \times I_n$ (т.е. 32 А) трябва да се разтопи за време до един час.

В стандарта са описани изпитванията, изискващи, работната крива на конкретния изпитан предпазител да лежи между двете гранични криви, показани на фиг. 22.1. Това означава, че при ниски нива на претоварване по ток два предпазителя, удовлетворяващи даденото изпитване, могат да имат значителна разлика във времената на задействане. Посочените по-горе два примера за предпазителя 20 А в съчетание с предните забележки по отношение изискванията за изпитване обясняват, защо тези предпазители са неефективни при ниски нива на претоварване. Следователно, необходимо е да се използва кабел с по-голямо сечение, респективно, допускащ по-голямо токово натоварване в сравнение с нормално необходимото. Така се избягват последствията от възможно продължително претоварване по ток (60 % претоварване по ток за време до 1 час в най-тежкия случай). За сравнение, автоматичен прекъсвач с аналогичен номинален ток: не трябва да изключва веригата за по-малко от 1 час при ток $1.05 \times I_n$, и при протичане на ток $1.25 \times I_n$ трябва да изключи веригата за 1 час или по-малко (в най-лошия случай: претоварване 25 % в границите до 1 час) [20].

Табл. 22.2. Времени граници на заработване на предпазители от тип аМ в зависимост от нивото на тока спрямо номиналния

Ток	t_{min}, S	t_{max}, S
$4 \times I_n$	60	-
$6.3 \times I_n$	-	60
$8 \times I_n$	0.5	-
$10 \times I_n$	0.2	-
$12.5 \times I_n$	-	0.5
$19 \times I_n$	-	0.1

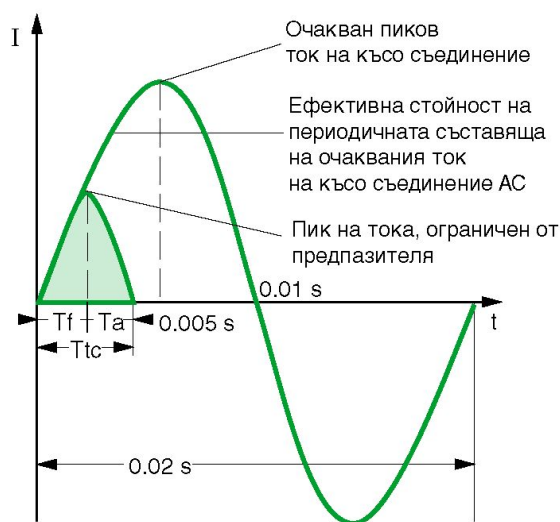
Предпазители тип аМ (за електродвигатели) осигуряват защита само срещу токове на късо съединение и трябва задължително да се използват в съчетание с друг комутационен апарат (контактор, снабден с термично реле или автоматични прекъсвачи), за да осигурят защита срещу претоварване при ток по-малък от $4 \times I_n$. Тъй като предпазители тип аМ не са предназначени за защита от малки претоварвания, за тях не се задават нива на условни токове на стопяване и не стопяване. Работните криви за изпитване на тези предпазители се отнасят до токове на късо съединение, надхвърлящи приблизително $4 \times I_n$ (виж фиг. 22.2) и работните криви на предпази-

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотоккови защиты за НН

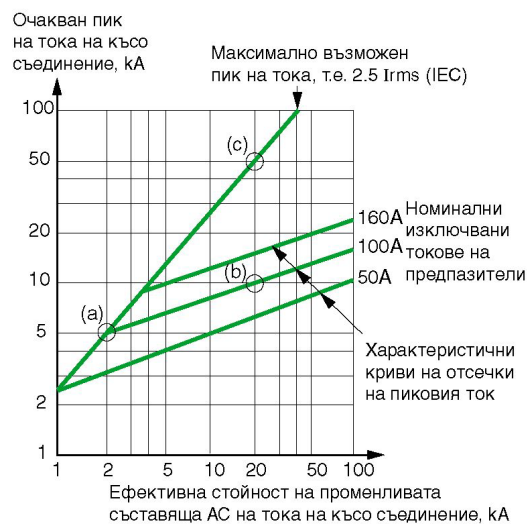
тели, изпитвани по стандарт IEC 60269 трябва да се разполагат в защитрихованата област. Малките стрелки на фигурата показват граничните времетокови стойности за различни изпитвани предпазители (IEC 60269). Времевите граници на заработване на всички номинални токове на предпазители от тип аМ трябва да бъдат в границите, показани в табл. 22.2.

Главната разлика между битовите и промишлените предпазители е в стойностите на номинални напрежения и токове (предпазители за големи напрежения и токове имат много по-големи размери) и изключвателна способност при къси съединения.

Особеност на съвременните патронни стопяеми предпазители е, че благодарение на бързото стопяване на вложката при големи нива на токове на късо съединение, изключването на тока започва преди появяването на първия голям пик на тока и затова токът на късо съединение никога не достига своята очаквана максимална стойност (фиг. 22.3) [20]. На фигурата T_f е време за стопяване на предпазителя до възникване на дъга, T_a – време за съществуване на дъгата и T_{tc} – общо време за изключване на късото съединение. Това ограничаване на тока значително намалява топлинните и динамичните напрежения, които иначе биха възникнали, и по такъв начин намалява до минимум опасността и степента на поражение в мястото, където е станало късо съединение. Затова номиналната изключвателна способност на предпазителя се определя от ефективната стойност на променливата съставляща на очаквания ток на късо съединение.



Фиг. 22.3. Ограничаване на тока на късо съединение със стопяем предпазител за ниско напрежение



Фиг. 22.4. Зависимост на ограничения пиков ток от очакваните ефективни стойности на променливата съставляща AC на тока на късо съединение

В началния момент токът на късо съединение съдържа постоянни съставлящи, чиято амплитуда и продължителност зависи от отношението

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

X_L/R на повредения участък от веригата. Близко до храняващия източник (трансформатор СН/НН) отношението I_{peak}/I_{rms} (на АС компонентата) непосредствено след момента на късо съединение, може да достигне 2.5 (съгласно IEC - фиг. 22.4). На по-ниските нива на разпределение в електрическата уредба, стойността на X_L е малка в сравнение с R , и затова за крайни вериги $I_{peak} / I_{rms} = 1.41$ (това условие е илюстрирано на фиг. 22.3). Ефектът на ограничаване на пиковия ток става само тогава, когато очакваната ефективна стойност на АС съставлящата на тока на късо съединение стига определено ниво. Например, на фиг. 22.4, предпазителят 100 А започва да изключва пиковия ток при очаквана ефективна стойност на тока на късо съединение 2 kA (а). Същият предпазител при очаквана ефективна стойност на тока на късо съединение 20 kA ограничава пиковия ток до 10 kA (b). В последния случай, при отсъствие на токоограничаващ предпазител, пиковият ток може да достигне 50 kA (c). На по-ниски нива на разпределение, R значително превъзхожда X_L и нивата на токовете на късо съединение обикновено са малки. Това означава, че нивото на тока на късо съединение може да не достигне достатъчно високи стойности за да предизвика ограничаване на пиковия ток. От друга страна, в дадения случай апериодичните съставлящи на тока (DC) в преходния процес имат незначително влияние върху големината на пиковия ток [20].

Номиналното напрежение е важен параметър на предпазителите. Максималното напрежение на защитаваната верига трябва да бъде пониско от номиналното напрежение на предпазителя (230, 400, 500 или 690 V), завишено с 10 % (5% за 690 V).

Конструктивно, предпазителите със стопяема вложка са два основни вида:

- **винтови, тип D** (от немски DIAZED - диаметрално разположени две части с едисонова резба). Вложката има керамично тяло с форма на бутилка с метални капачки и се монтира чрез капачка с винт в основата (фиг. 22.5-дясно). Предлагат се в няколко различни размери на основата, с номинални токове от 2 до 200 А (табл. 22.3) [32].

Табл. 22.3. Номинални токове и основи на различните размери винтови предпазители тип D

Размер	Номинален ток	Основа
DI (Swiss)	2 A, 4 A, 6 A, 10 A, 16 A	SE21
DI (NDz)	2 A, 4 A, 6 A, 10 A, 16 A, 20 A, 25 A	E16
DI I	2 A, 4 A, 6 A, 10 A, 13 A, 16 A, 20 A, 25 A	E27
DI II	35 A, 40 A, 50 A, 63 A	E33
DI V	80 A, 100 A	G 1¼"
DV	125 A, 160 A, 200 A	G 2"



Фиг. 22.5. Вложки и основи на винтови предпазители тип D

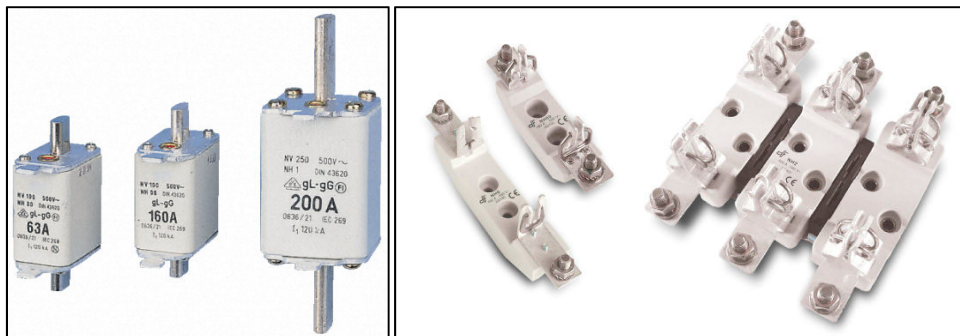
Определянето на размера се състои от буквата D и римски цифри. Размерите D_{IV} и D_V (тръбни G 1¼" и G 2") се използват рядко. D_I и D_V не са част от IEC 60269 (срещат се в остарели национални стандарти). Стандартизирани са и подтип D0 предпазители (NEOZED), които са с по-малки размери от тип D и с основи E14 и E18;

- **високомощни, тип NH** (от немски "Niederspannungs Hochleistungs"). NH предпазители имат квадратно или продълговато тяло и ножов тип терминали – фиг. 22.6. Тези предпазители са по-големи и имат по-високи номинални токове от винтовите, до 1,25 кА. NH предпазители са широко разпространени в промишлени предприятия, както и в обществената електроразпределителна мрежа, в електрически подстанции и електрически разпределителни табла. NH предпазители могат да бъдат сменени под товар на веригата, но това изисква специално обучение, специални инструменти и лични предпазни средства: защитна изолационна постелка (килимче) и изолиращи ръкавици. Изваждането на патрон на стопяем предпазител при натоварване може да предизвика електрическа дъга, която да доведе до сериозни и фатални наранявания без защитно оборудване. Използването на мощностни разединители (товарови прекъсвачи без защитни функции) осигурява безопасността на смяната.

NH предпазители се произвеждат в няколко диапазона на номиналните токове и размери – табл. 22.4 и фиг. 22.6 [32].

Табл. 22.4. Номинални токове и приблизителни дължини на високомощни предпазители тип NH

Размер	Диапазон на тока, А	Приблизителна дължина, mm
00/000	6 ÷ 160	78
0	6 ÷ 160	125
1	80 ÷ 250	135
2	125 ÷ 400	150
3	315 ÷ 630	150
4	500 ÷ 1 000	200
4a	500 ÷ 1 250	200



Фиг. 22.6

б) автоматични прекъсвачи

Автоматичният прекъсвач е автоматично задействащ се електрически превключвател, предназначен за защита на електрическата верига от повреди, причинени от претоварване или късо съединение. Неговата основна функция е да се открие повредата и да прекъсне веригата. За разлика от стопяемия предпазител, който оперира еднократно и след това трябва да бъде заменен, прекъсвачът може да се възвърне (ръчно или автоматично) и да поднови нормалната си работа.

Основните изисквания и характеристики на автоматичните прекъсвачи за приложение в индустрията са регламентирани в стандарти БДС EN 60947-1:2007 [5] и БДС EN 60947-2:2006 [6], а за приложение в бита – в стандарт БДС EN 60898-1:2003/A13:2012 [4].

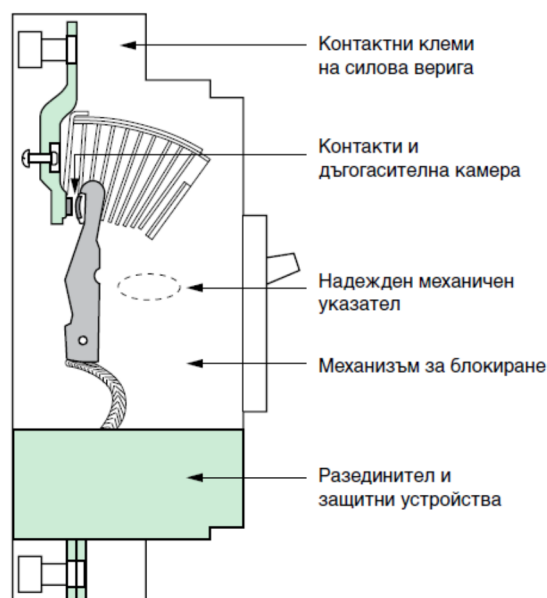
На фиг. 22.7 са показани схематично основните части на автоматичен прекъсвач НН и неговите четири основни функции [20]:

- възли, осъществяващи изключване на веригите, включително неподвижни и подвижни контакти, дъгогасителна камера;

- механизъм за блокиране, който се разблокира от защитно устройство за изключване при появяване на аварийни токове. Този механизъм е също свързан с ръкохватката за управление на прекъсвача;

- изпълнителното защитно устройство (блок) на изключвателния механизъм може да бъде:

- термомагнитно устройство, в което биметална пластина, чувствителна към измененията на температурата, открива претоварване, а електромагнитният изключвател задейства при стойности на тока, характерни за условия на късо съединение;



Фиг. 22.7. Основни части на автоматичен прекъсвач за ниско напрежение

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

- електронно реле (защитен блок), получаващо сигнал от токови трансформатори, монтирани на всяка фаза;

■ контактни клеми, предвидени за присъединяване на проводници от силовата верига.

Автоматичните прекъсвачи (АП) за ниско напрежение за индустриални и битови цели могат да бъдат разделени на:

- миниатюрни автоматични прекъсвачи МСВ (Miniature Circuit Breaker) с номинални токове не повече от 100 А – фиг. 22.8. Защитният блок обикновено не се регулира и е термичен или термо-магнитен;

- прекъсвачи в лят корпус МССВ (Molded Case Circuit Breaker) - с номинални токове до 2500 А. Защитният блок обикновено е регулируем термичен, термо-магнитен (фиг. 22.9) или електронен (фиг. 22.10).



Фиг. 22.8. Миниатюрен автоматичен прекъсвач



Фиг. 22.9. АП в лят корпус с термо-магнитен защитен блок



Фиг. 22.10. АП в лят корпус с електронен защитен блок

Основните характеристики на автоматичния прекъсвач са:

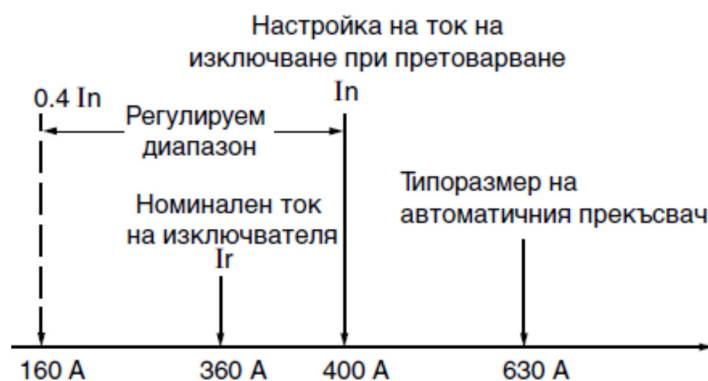
- номинално напрежение U_e ;
- номинален ток I_n ;
- диапазон на регулиране стойностите на тока на изключване от защитата срещу претоварване (I_r или I_{rth}) и от късо съединение (I_m);
- изключвателна възможност при късо съединение (I_{cu} - за автоматични прекъсвачи за индустриално приложение и I_{cn} - за автоматични прекъсвачи за битово приложение).

Номинален ток I_n е максималната стойност на тока, който автоматичният прекъсвач, снабден с изключвател за максимален ток, може да пропуска безкрайно дълго при зададена от производителя температура на околна среда, без превишаване на установените максимални температури на тоководещите части. При автоматичните прекъсвачи с термомагнитен

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

защитен блок е важно да се отчети температурната зависимост на номиналния ток I_n . *Пример:* автоматичен прекъсвач с номинален ток $I_n = 125$ А за температура на околната среда 40 °С, ще бъде комплектуван с подходящ изключвател за максимален ток (настроен на ток 125 А). Същият автоматичен прекъсвач може да се използва при по-високи температури на околната среда, но за сметка на намаляване на номиналните параметри. Например, при околна температура 50 °С този прекъсвач може да провежда безкрайно дълго 117 А, а при 60 °С – само 109 А при спазване на установените изисквания за допустима температура. Намаляването на номиналните характеристики на автоматичния прекъсвач се постига за сметка намаляване стойността на тока на настройка на релето за претоварване. Използването на електронно изключващо устройство (защитен блок), предназначено за работа при високи температури, осигурява възможност за експлоатация на автоматични прекъсвачи при околна температура до 60 °С ÷ 70 °С.

Настройка по ток на изключване на релето за претоварване (I_{rth} или I_r): С изключение на миниатюрните автоматични прекъсвачи, които лесно се подменят, автоматичните прекъсвачи за приложение в индустрията се комплектуват със сменяеми релета за максимален ток. За да се настройва автоматичният прекъсвач към изискванията на веригата, която той защитава, изключващите релета обикновено са регулируеми. Настройката по ток на изключване I_r или I_{rth} (и двете означения се използват широко) представлява задаване на ток, при превишаването на който даденият автоматичен прекъсвач изключва веригата, или максималният ток, който може да протече през автоматичния прекъсвач без изключване на веригата. Термичните защиты обикновено се регулират в диапазона от 0.7 до $1 I_n$, но при използване на електронни устройства за тази цел диапазонът е по-голям и обхваща от 0.4 до $1 I_n$ (фиг. 22.11).



Фиг. 22.11. Пример за регулируем диапазон на ток на настройка на изключване от претоварване на АП с електронен защитен блок

На фиг. 22.11 е показан пример за автоматичен прекъсвач, комплектуван с максималнотоков изключвател за 400 А, който е настроен на $0.9 I_n$, т.е. настройката на тока на изключване е: $I_r = 400 \times 0.9 = 360$ А.

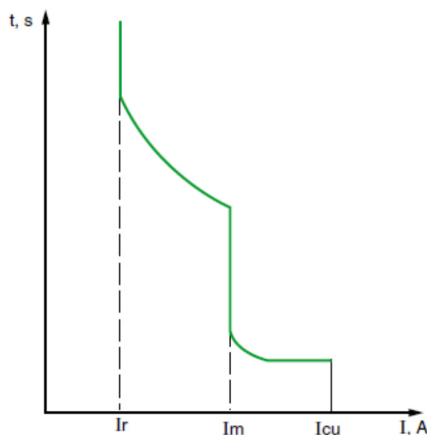
22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

За прекъсвачи с нерегулируеми автоматични изключватели $I_r = I_n$.
Пример: за автоматичен прекъсвач CN60 за 20 А, $I_r = I_n = 20$ А.

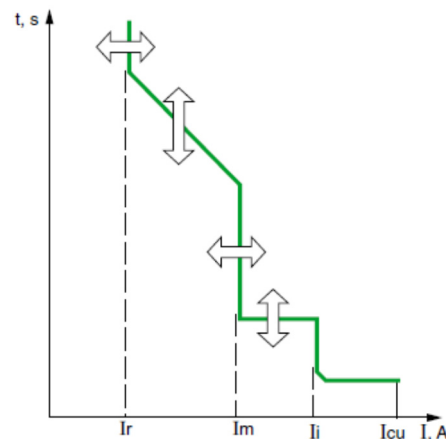
Настройка по ток на изключване при късо съединение (I_m): Изключвателите с мигновено действие или задействащите с малко времезакъснение са предназначени за бързо изключване на АП в случай на възникване на големи токове на късо съединение. Прагът на тяхното задействие I_m е регламентиран за автоматични прекъсвачи за приложение в бита е от стандарти в IEC 60898, а за автоматични прекъсвачи за приложение в индустрията се указва от производителя в съответствие с действащи стандарти, в частност IEC 60947-2. В табл. 22.5 са систематизирани диапазоните на токовете на изключване на защитни устройства при претоварване и късо съединение на различните видове автоматични прекъсвачи за НН.

Табл.22.5. Диапазони на токовете на изключване на защитни устройства при претоварване и късо съединение на автоматичните прекъсвачи НН

	Тип на изключвателя	Защита от претоварване	Защита от късо съединение		
			Ниско ниво Крива В $3 I_n \leq I_m \leq 5 I_n$	Стандартно ниво Крива С $5 I_n \leq I_m \leq 10 I_n$	Високо ниво Крива D $10 I_n \leq I_m \leq 20 I_n$
Битови автоматични прекъсвачи IEC 60898	Термо-магнитен	$I_r = I_n$ Не се регулира	Ниско ниво Крива В $3 I_n \leq I_m \leq 5 I_n$	Стандартно ниво Крива С $5 I_n \leq I_m \leq 10 I_n$	Високо ниво Крива D $10 I_n \leq I_m \leq 20 I_n$
Модулни индустриални автоматични прекъсвачи	Термо-магнитен	$I_r = I_n$ Не се регулира	Ниско ниво Крива В или Z $3.2 I_n \leq I \leq 4.8 I_n$	Стандартно ниво Крива С $7 I_n \leq I \leq 10 I_n$	Високо ниво Крива D или K $10 I_n \leq I \leq 14 I_n$
Индустриални автоматични прекъсвачи IEC 60947-2	Термо-магнитен	$I_r = I_n$ Не се регулира	Не се регулира: $I_m = 7$ до $10 I_n$		
		Регулира се: $0.7 I_n \leq I_r \leq I_n$	Регулируема: - Ниско ниво: 2 до $5 I_n$ - Стандартно ниво: 5 до $10 I_n$		
	Електронен	Регулира се в разширен диапазон $0.4 I_n \leq I_r \leq I_n$	Малко времезакъснение, регулируемо в диапазона $1.5 I_r \leq I_m \leq 10 I_r$ Мигновено задействие (без възможност за регулиране) в диапазона: $I = 12$ до $15 I_n$		



Фиг. 22.12. Време-токова характеристика на автоматичен прекъсвач с термо-магнитен защитен блок



Фиг. 22.13. Време-токова характеристика на автоматичен прекъсвач с електронен защитен блок

Номинална изключвателна възможност при късо съединение (I_{cu} или I_{cn}): Изключвателната възможност на автоматичния прекъсвач се определя от максималния (очакван) ток, който даденият автоматичен прекъсвач е в състояние да изключи, запазвайки работоспособно състояние. Посочената в стандартите величина е ефективната стойност на АС съставлящата на тока на късо съединение. DC компонентата в преходния процес се приема при изчисляване за равна на нула. Тази номинална стойност за автоматични прекъсвачи, с приложение съответно в индустрията (I_{cu}) и в бита (I_{cn}), обикновено се посочва в kA.

На фиг. 22.12 и 22.13 са показани време-токови характеристики, съответно на прекъсвач с термо-магнитен и електронен защитен блок. На фигурите са обозначени основните характеристики на прекъсвачите:

I_r : настройка по ток на изключване при претоварване (термична защита или бавнодействаща защита);

I_m : настройка по ток на изключване при късо съединение (магнитна защита или бързодействаща защита);

I_i : настройка по ток на изключване на електромагнитния изключвател с мигновено действие при късо съединение;

I_{cu} : максимална изключвателна възможност.

В стандарта IEC 60947-2 са определени и допълнителни характеристики на автоматичните прекъсвачи, които трябва да бъдат съобразявани при съответни приложения: номинално напрежение на изолация (U_i), номинално издържано импулсно напрежение (U_{imp}), категория А (мигновено изключване) и В (изключване с времезакъснение) и номинален издържан кратковременен ток (I_{cw}), номинална включвателна способност (I_{cm}), номинална експлоатационна изключвателна способност (I_{cs}), връзката между I_{cs} и I_{cu} за категории А и В, зависимостта между стандартните стойности на $\cos \phi$ за автоматични прекъсвачи за приложение в индустрията и техните номинални токове (изключвателна способност) I_{cu} .

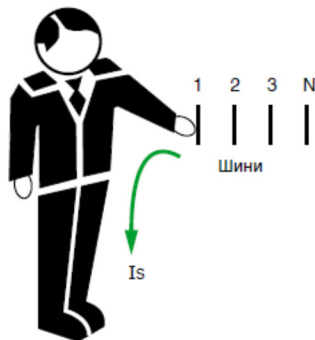
Някои конструкции на автоматични прекъсвачи за НН притежават възможност да ограничават тока на късо съединение. В резултат на това токът се намалява и не достига своята максимална пикова стойност, което води до аналогични преимущества на описаните за предпазители със стопяема вложка с ограничаване на тока на късо съединение.

в) дефектнотокови защиты

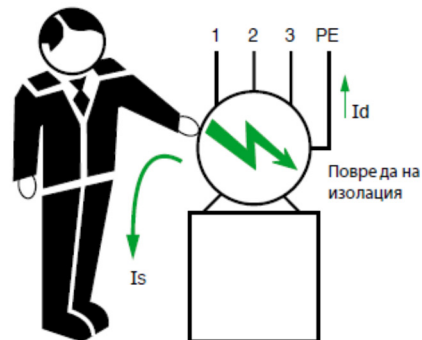
Дефектнотоковите защиты (ДТЗ или защиты от ток на утечка, от англ. Residual-Current Device – RCD) са предназначени за защита от директен или индиректен контакт с проводящи части вследствие на нарушаване на изолацията или като допълнителна защита при риск от пожар, произтичащ от малки неизправности и токове на утечка, които не са установени от стандартните защиты от претоварване. Всеки човек, влязъл в контакт с ме-

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

тална част, намираща се под напрежение, рискува да бъде поразен от електрически ток.

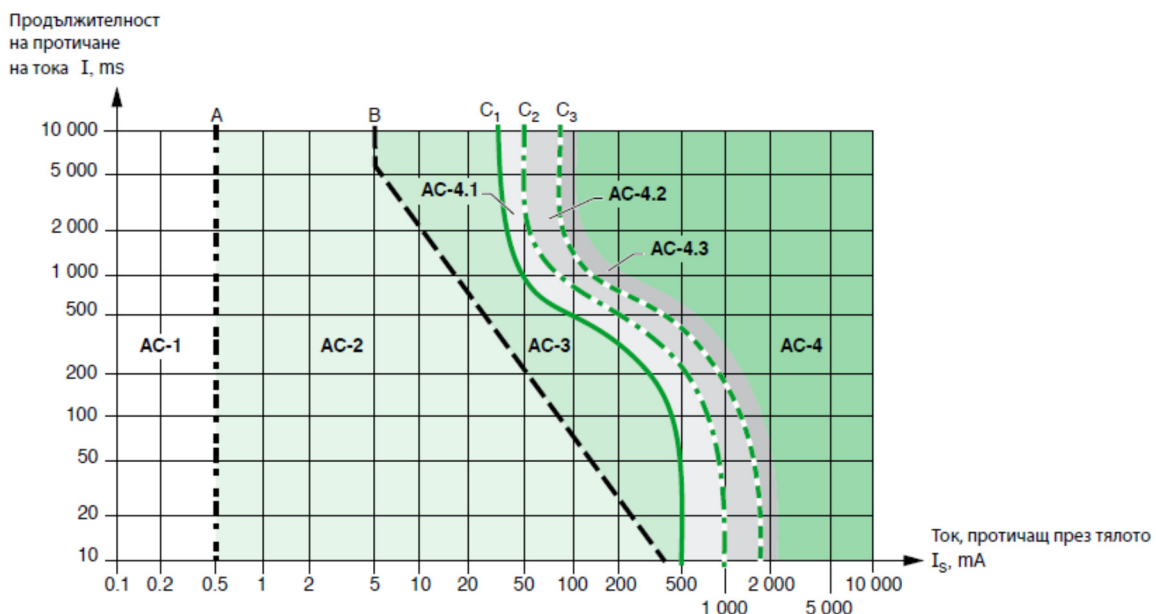


Фиг. 22.14. Директен допир



Фиг. 22.15. Индиректен допир

Протичането на електрически ток през човешкото тяло влияе съществено на мускулната и дихателната функции и кръвообращението, а понякога предизвиква сериозни изгаряния. Степента на опасност за жертвата зависи от големината на тока, от частите на тялото, през които той протича и от продължителността му. В стандарт IEC 60479-1 (2005г), са определени четири зони в координатна система големина на ток, mA / продължителност на протичане, ms . За всяка от тях са описани патологичните ефекти (фиг. 22.16) [20].



Зона AC-1: Неосезаемо въздействие
 Зона AC-2: Осезаемо въздействие
 Зона AC-3: Обратими ефекти: мускулно съкращение
 Зона AC-4: Възможност за необратими ефекти
 Зона AC-4.1: Вероятност за фибрилация на сърцето до 5 %
 Зона AC-4.2: Вероятност за фибрилация на сърцето до 50 %
 Зона AC-4.3: Вероятност за фибрилация на сърцето над 50 %

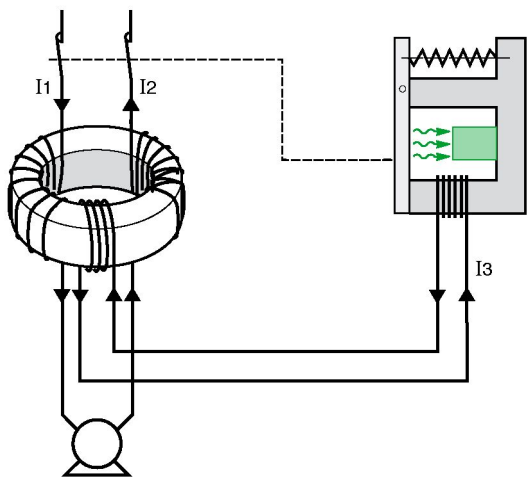
Крива A: Прагов усещан ток
 Крива B: Прагов ток на мускулна реакция на не отпускане
 Крива C₁: Праг на нулева вероятност за вентрикуларна фибрилация (вентрикуларна тахикардия)
 Крива C₂: Праг на 5 % вероятност за вентрикуларна фибрилация (вентрикуларна тахикардия)
 Крива C₃: Праг на 50 % вероятност за вентрикуларна фибрилация (вентрикуларна тахикардия)

Фиг. 22.16. Зони на въздействие в зависимост от продължителността на протичане на променлив ток и неговата големина през човешко тяло по веригата лява ръка към крака

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

Крива С1 показва, че ако силата на тока е по-голяма от 30 mA и преминава през тялото на човека от едната ръка към другата, е вероятно той да загине, ако токът не се изключи за относително кратко време. Точката с координата 500 ms/100 mA върху кривата С1 съответства на вероятност 0,14 % за фибрилация на сърцето.

Наредба № 3 / 2004 г. за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии (УЕУЕЛ) [17] въвежда за ДТЗ термина „Защитен прекъсвач“ (ЗП) - прекъсвач, който изключва всички фази (полюси) на захранващото напрежение при възникване на опасност за поражение от електрически ток, в резултат на дефект на изолация, и се задейства на изключване при достигане на определена стойност на тока с нулева последователност, на корпусното напрежение или на съпротивлението на основна изолация. ДТЗ за битова и подобна употреба са описани в стандарт IEC 60898, IEC 61008 и IEC 61009, а за индустриални автоматични прекъсвачи с вградени ДТЗ – в стандарт IEC 60947-2 и неговото приложение В.



Фиг. 22.17. Принцип на действие на ДТЗ



Фиг. 22.18. ДТЗ

Принципът на действие на ДТЗ е показан схематично на фиг. 22.17. Тороидалният магнитопровод обхваща всички тоководещи проводници от електрическата верига. Магнитният поток, създаван в магнитопровода, зависи във всеки момент от времето от аритметичната сума на токовете. Всички токове, влизащи в една посока, се разглеждат като положителни (I_1), а излизащите в противоположна посока - като отрицателни (I_2).

В изправна електрическа верига сумата от токовете $I_1 + I_2 = 0$, в магнитопровода не се възбужда магнитен поток, а във вторичната намотка е.д.н. и съответно токът I_3 е нула. Токът на земно съединение I_d ще протича към мястото на късо съединение през магнитопровода и ще се връща обратно към захранващия източник през земята или през защитните проводници в случай на схема на заземяване TN. Затова в проводниците, преминаващи през магнитопровода, се нарушава баланса на токовете и се образува разлика, която предизвиква поява на магнитен поток в магнитопрово-

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

да. Тази токова разлика е известна като "остатъчен" ток, а даденият принцип на действие се нарича "принцип на остатъчния ток".

Резултантният променлив магнитен поток в магнитопровода индуктира в намотката е.д.н. и затова в работната намотка на изключващото устройство протича ток I_3 . Ако този остатъчен ток надхвърли стойността, необходима за заработване на даденото изключващо устройство, то съединеният с него автоматичен или товаров прекъсвач, непосредствено или чрез електронно реле, изключва веригата.

Принципът на работа на дефектнотоковите защиты ги прави подходящи за разпределителните системи ТТ, IT и TN-S, но не и за системите TN-C. В действителност, при тази система (TN-C) нулата N се използва също така и за защитен проводник (PE) и поради това установяването на остатъчен ток не би било възможно, тъй като нулата минава през тороида и векторната сума от токовете винаги би била нула.

Една от основните характеристики на ДТЗ е техният номинален остатъчен ток $I_{\Delta n}$, който задава чувствителността на защитата. Стойностите на $I_{\Delta n}$, определени от IEC, могат да се разделят на три групи в зависимост от нивото на чувствителност:

- висока чувствителност (HS): 6 - 10 - 30 mA, за защита на хора от нараняване при директен контакт;
- средна чувствителност (MS): 100-300 - 500 - 1 000 mA, за защита срещу пожар;
- ниска чувствителност (LS): 3 - 10 - 30 A, обикновено за защита на машини.

Стандарт IEC 60755 (Общи изисквания за защитни устройства работещи с остатъчен ток) определя три вида ДТЗ в зависимост от характеристиките на остатъчния ток:

- *тип AC*: устройство за остатъчен ток, което изключва в случай на остатъчен синусоидален променлив ток в отсъствие на постояннотокова компонента, независимо дали се появява мигновено или е бавно нарастващ;

- *тип A*: устройство за остатъчен ток, което сработва в случай на остатъчен синусоидален променлив ток при наличие на определени остатъчни пулсиращи постоянни токове, независимо дали се появяват мигновено или са бавно нарастващи;

- *тип B*: устройство за остатъчен ток, което изключва при остатъчни синусоидални променливи токове, остатъчни постоянни токове и при наличие на определени остатъчни пулсиращи постоянни токове, независимо дали се появяват мигновено или са бавно (плавно) нарастващи, тъй като остатъчни постоянни токове могат да се получат и от токоизправителни вериги.

При наличие на електрическа апаратура с електронни компоненти (компютри, фотокопирни машини, факс апарати и др.) токът на земно съе-

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

динение може да приеме несинусоидална форма, а някакъв вид форма на пулсиращ еднопосочен постоянен ток. В тези случаи е необходимо да се използва защитен блок за остатъчен ток, класифициран като тип А.

При наличие на токоизправителни вериги (т.е. еднофазова връзка с капацитивен товар, причиняващ изгладен постоянен ток, три-пътно свързване в звезда и шест-пътно мостово свързване, дву-пътно линейно свързване) токът на земно съединение може да приеме еднопосочна постоянно-токова форма. В този случай е необходимо да се използва защитен блок за остатъчен ток, класифициран като тип В.

Дефектнотоковите защиты тип АС, съответстващи на IEC стандартите сработват при ток на утечка в интервала $0.5 \div 1 I_{\Delta}$, където I_{Δ} е номиналният ток на сработване на RCD. Следователно, за да се избягват нежелани изключения, постоянният ток на утечка на консуматорите и веригите след RCD не трябва да надвишава стойността $0.5 \div 1 I_{\Delta}$.

В зависимост от времето на прекъсване на веригата, ДТЗ се разделят на две групи:

- G (от англ. General use) за моментално изключваща ДТЗ (без забавяне във времето): минимално време на прекъсване: незабавно; максимално време за прекъсване: 200 ms за $1 \times I_{\Delta n}$, 150 ms за $2 \times I_{\Delta n}$ и 40 ms за $5 \times I_{\Delta n}$;

- S (от англ. Selective) или T (от англ. Time delayed) с кратко времезакъснение (обикновено се използват в схеми, съдържащи електрически филтри): минимално време на прекъсване: 130 ms за $1 \times I_{\Delta n}$, 60 ms за $2 \times I_{\Delta n}$ и 50 ms за $5 \times I_{\Delta n}$; максимално време за прекъсване: 500 ms за $1 \times I_{\Delta n}$, 200 ms за $2 \times I_{\Delta n}$ и 150 ms за $5 \times I_{\Delta n}$.

22.3. Избор на защитна апаратура за ниско напрежение

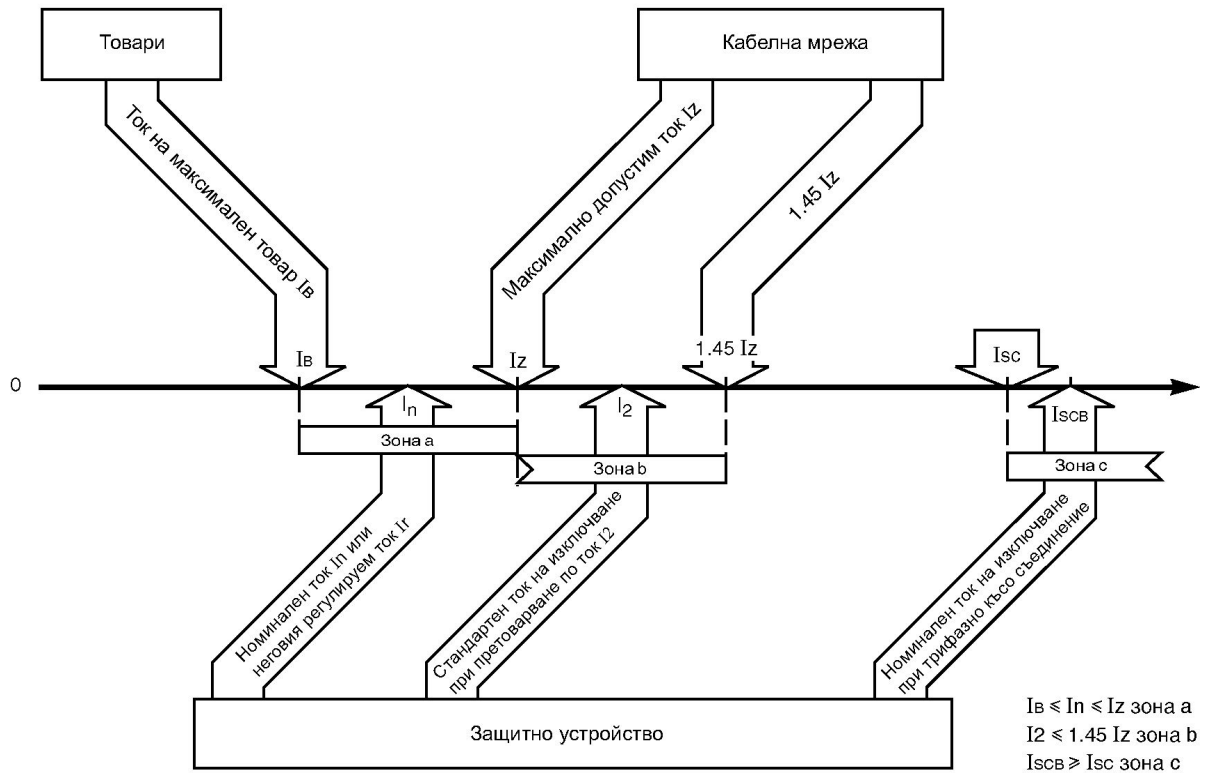
а) основни условия за избор на автоматични прекъсвачи и предпазители със стопяема вложка

Редица литературни източници, учебни пособия и нормативни документи [11,12,15,17,18,19,20,22,23,24,26] систематизират условия за избор на защитна апаратура в методики, основаващи се на общи правила и съответстващи на актуалните за времето си стандарти и нормативни документи. Настоящата методика се основава на правила, изложени в актуалните стандарти на IEC, приети в България и използващи се на практика в много страни.

Стандартът БДС HD 60364-4-43:2010 (IEC 60364-4-43) [9] определя координирането между проводниците и устройствата за защита от претоварване, поставени в началото на хранящата верига.

Стойностите на токовете на товара, електрическата мрежа и защитните устройства, използвани за дефиниране на условията за избор на автоматичен прекъсвач или предпазител са представени графично на фиг. 22.19, 22.20 и 22.21:

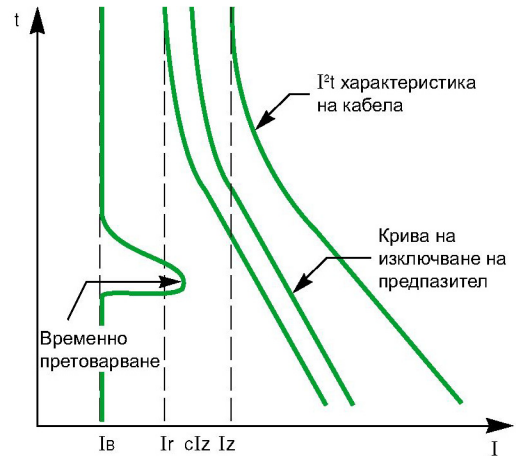
22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН



Фиг. 22.19. Стойности на тока за дефиниране на условията за избор на автоматичен прекъсвач или предпазител



Фиг. 22.20. Защита на верига с автоматичен прекъсвач



Фиг. 22.21. Защита на верига с предпазител

където:

I_b е токът, за който се оразмерява веригата (номинален за единични консуматори или максимален продължителен за група консуматори);

I_z – допустимо продължително токово натоварване на кабела;

I_n – номинален ток на защитното устройство (нерегулируемо);

I_r (или I_{rth}) – настроената „номинална“ стойност на тока за защитни устройства с регулируеми защитни блокове;

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

I_2 – стандартна настройка за изключване при претоварване по ток на защитното устройство;

I_{SC} – ток на трифазно късо съединение;

I_{SCB} – номинален ток на изключване на автоматичния прекъсвач в режим на трифазно късо съединение.

Защитното устройство (автоматичен прекъсвач или предпазител) работи коректно, ако е избрано по условията [16,19,20]:

- неговият номинален ток или токът на настройка I_n е по-голям от тока на максимален товар I_B , но по-малък от максимално допустимия ток I_z за кабела на веригата, което съответства на зона „а“ на фиг. 22.19, т.е.:

$$I_B \leq I_n \leq I_z; \quad (22.1)$$

- стандартната настройка на неговия ток на изключване от претоварване I_2 е по-малка от $1.45 \times I_z$, което съответства на зона "b" на фиг. 22.19, т.е.:

$$I_2 \leq 1.45 \times I_z; \quad (22.2)$$

- неговият номинален ток на изключване за трифазно късо съединение I_{SCB} (изключвателна способност) е по-голям от тока на трифазно късо съединение I_{SC} в мястото на неговия монтаж. Това съответства на зона „с“ на фиг. 22.19:

$$I_{SC} \leq I_{SCB}. \quad (22.3)$$

Съгласно условие (22.1), за да се избере правилно защитното устройство, е необходимо да се провери дали прекъсвачът има номинален (или настроен) ток, който е:

- по-висок от тока на товара, за да се предотврати нежелано изключване;

- по-нисък от допустимото токово натоварване на кабела, за да се предотврати претоварване на кабела.

Стандартът позволява ток на претоварване, който може да е с до 45% по-голям от допустимото токово натоварване на кабела, но само за ограничен период от време (установеното време на изключване на защитното устройство).

Проверката на условие (22.2) не е необходима в случай на използване на прекъсвач, тъй като изключва автоматично, ако:

- $I_2 = 1,3 \times I_n$ за прекъсвачи, съответстващи на IEC 60947-2 (прекъсвачи за промишлено приложение);

- $I_2 = 1,45 \times I_n$ за прекъсвачи, съответстващи на IEC 60898 (прекъсвачи за битови и подобни инсталации).

Следователно за прекъсвачи, ако $I_n < I_z$, то условието (22.2) също ще бъде изпълнено.

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

Когато защитното устройство е стопяем предпазител е важно да се провери условие (22.2), тъй като IEC 60269-2-1 за "Стопяеми предпазители за ниско напрежение" определя, че ток с големина $1,6 \times I_n$ трябва автоматично да стопи предпазителя. В този случай условие (22.2) се преобразува до:

$$1.6 \times I_n \leq 1.45 \times I_z, \text{ или } I_n \leq 0.9 \times I_z . \quad (22.4)$$

Следователно за осигуряване на защита от претоварване със стопяем предпазител, съгласно условие (22.1), трябва да се постигне:

$$I_B \leq I_n \leq 0.9 \times I_z , \quad (22.5)$$

което означава, че допустимият ток на кабела не се експлоатира изцяло.

б) проверка по термична устойчивост при къси съединения

Обикновено проверка за термична устойчивост на кабели не се изисква освен в случаите, когато кабели с малко сечение са разположени близо до главното разпределително табло или са свързани непосредствено към него.

Защитното устройство се поставя в началото на разглежданата верига и е необходимо да изключва за време по-малко от определеното с характеристиката I^2t на кабела, но да допуска протичане на максимален ток на натоварване I_B неограничено дълго време (фиг. 22.20 и 22.21).

Характеристиките на изолираните проводници, когато по тях протичат токове на късо съединение, за интервал от време до 5 s след възникване на късо съединение, могат да бъдат приблизително определени по формулата:

$$I^2 t = k^2 S^2 , \quad (22.6)$$

където:

t е продължителността на тока на късо съединение, s;

S - сечението на изолирания проводник, mm^2 ;

I - ефективната стойност на тока на късо съединение, A;

k - константата на изолирания проводник. Стойностите на k^2 са показани в табл. 22.6 за различни изолации и проводим материал.

Формула (22.6) показва, че допустимото количество отделена топлина е пропорционално на квадрата на напречното сечение на проводника.

Методът за проверка по термична устойчивост при къси съединения се състои в проверяване на условието топлинната енергия I^2t от проводниковия материал, която пропуска автоматичният прекъсвач (от каталога на производителя), да бъде по-малка от установената разрешена енергия I^2t за даден проводник (табл. 22.7).

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

Табл. 22.6. Стойности на константата k^2

Изоляция	Меден проводник	Алуминиев проводник
PVC	13,225	5,776
XLPE	20,449	8,836

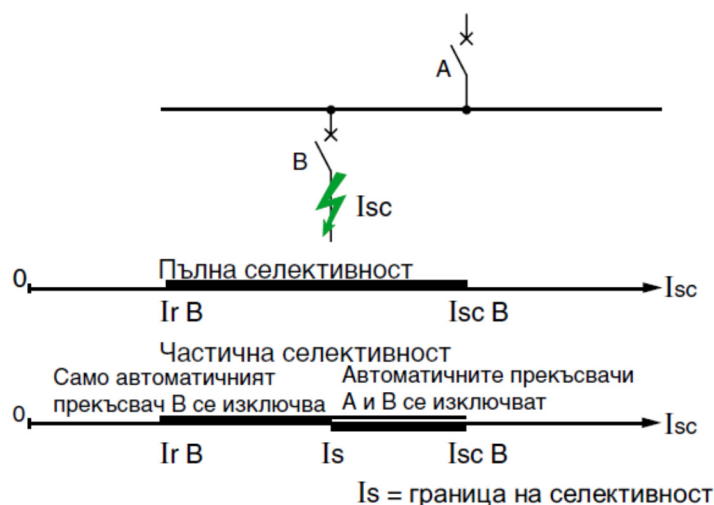
Табл. 22.7. Максимално допустимо термично натоварване на кабели I^2t , $A^2 \cdot s \cdot 10^6$

Сечение S , mm^2	PVC		XLPE	
	Мед	Алуминий	Мед	Алуминий
1.5	0.0297	0.0130	0.0460	0.0199
2.5	0.0826	0.0361	0.1278	0.0552
4	0.2116	0.0924	0.3272	0.1414
6	0.4761	0.2079	0.7362	0.3181
10	1.3225	0.5776	2.0450	0.8836
16	3.3856	1.4786	5.2350	2.2620
25	8.2656	3.6100	12.7806	5.5225
35	16.2006	7.0756	25.0500	10.8241
50	29.839	13.032	46.133	19.936

При необходимост трябва да се отчита, че максимално допустимият ток за даден изолиран проводник се изменя в зависимост от температурата на околната среда.

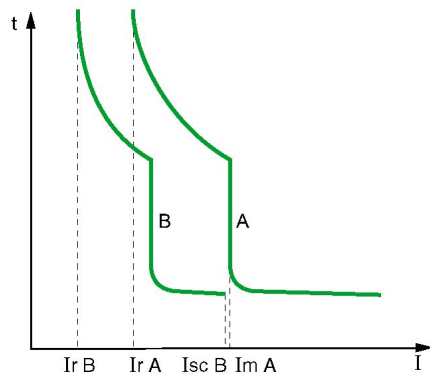
в) селективност на защитните устройства

Селективността при изключване се осигурява от автоматични защитни устройства и се състои в това, че късото съединение, възникнало в произволно място на електрическата уредба, се изключва от защитно устройство, разположено непосредствено над това място, а всички останали защитни устройства не се изключват – фиг. 22.22.

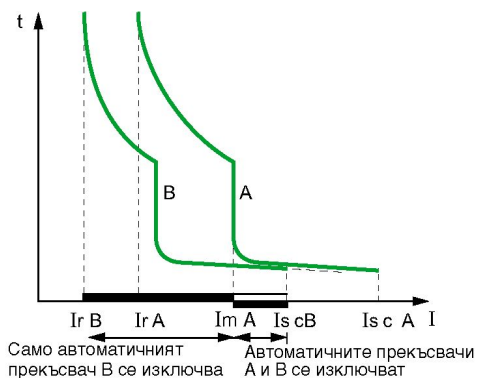


Фиг. 22.22. Пълна и частична селективност на защитни устройства

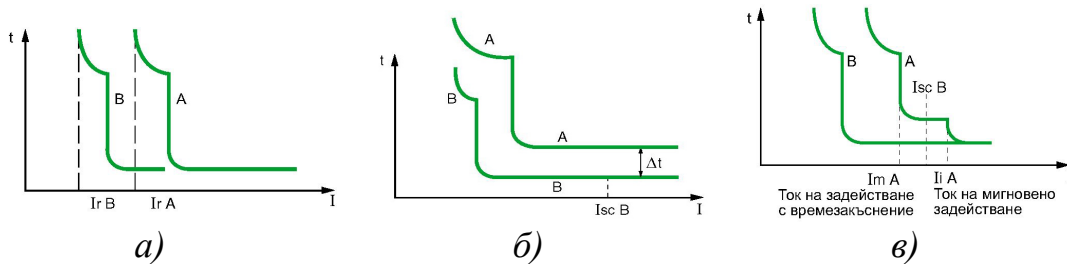
При последователно разполагане на защитни устройства трябва да се осигурява селективност при задействането им – фиг. 22.22. Пълна селективност има при пълно съгласуване (не пресичане) на времетоковите характеристики на автоматичните прекъсвачи (фиг. 22.23).



Фиг. 22.23. Пълно съгласуване между характеристики на автоматични прекъсвачи А и В



Фиг. 22.24. Частично съгласуване между характеристики на автоматични прекъсвачи А и В



Фиг. 22.25. Селективно изключване

Селективността между автоматични прекъсвачи А и В е пълна, ако максималната стойност на тока на късо съединение във веригата В ($I_{sc B}$) не надхвърля настройката по ток на изключване на бързодействащата защита на автоматичния прекъсвач А ($I_m A$). При това условие само прекъсвачът В ще изключва (фиг. 22.23). Селективността между автоматични прекъсвачи А и В е частична, ако максималният възможен ток във веригата В е по-голям от настройката по ток на изключване на бързодействащата защита на автоматичния прекъсвач А. При тези условия и двата автоматични прекъсвача А и В ще изключват (фиг. 22.24).

- защита срещу претоварване, селективност базирана на стойностите на токовете (фиг. 22.25а)

Този метод се базира на задаване на различни прагове на изключване по ток в различни нива на електрическата уредба, от по-ниски настройки по ток за долустоящите комутационни апарати към по-високи настройки с приближаване към захранващия източник. Както се посочи по-горе, в зависимост от конкретните условия селективността може да бъде пълна или частична. Практически селективност се осигурява, когато: $I_r A / I_r B > 2$.

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

- защита срещу малки токове на късо съединение, селективност базирана на степенувани времезакъснения (фиг. 22.25б)

Този метод се реализира чрез регулиране на изключвателите, действащи с времезакъснение. При това долустоящите автоматични прекъсвачи имат най-малки времена на заработване. С приближаване на автоматичните прекъсвачи към хранящия източник времезакъснението се увеличава. В показаната схема с две нива горестоящият автоматичен прекъсвач А (например прекъсвач с регулируем по време електронен изключвател) има достатъчно времезакъснение, за да осигури пълно съгласуване с характеристиките на прекъсвача В.

Селективност, използваща комбинация от методите 1 и 2 (фиг. 22.25в)
Принципът с времезакъснение в комбинация със степенуването на праговете на изключване по ток може да подобри селективното действие на защитните устройства в електрическата уредба.

Горестоящият автоматичен прекъсвач има две настройки на бързодействащия изключвател:

- I_m А: с времезакъснение;
- I_i : с мигновено задействане.

Селективността е пълна, ако $I_{sc} B < I_i$.

При използване на защитни устройства с токоограничаваща функция и функция времезакъснение могат да се реализират и други видове координиране на защитните устройства: по енергия на дъгата, зонава (логическа), каскадиране.

В практиката се използва следното правило за селективност, при което се счита, че времетоковите характеристики не се пресичат: номиналните токове на изключвателите на последователно свързаните защитни устройства да се различават най-малко с две степени [12,18,24].

г) приложение, избор и съгласуване на дефектнотокови защиты

Наредба №3 за УЕУЕЛ [17] изисква задължително използване на ДТЗ с чувствителност 30 mA в следните случаи:

- за защита на токови кръгове, хранящи контактни излази, в които могат да се включват преносими електрически уреди. На практика това са всички контактни излази с общо предназначение в жилищни сгради, хотелски стаи, офис сгради, сервизни помещения и др.

- за защита на токови кръгове, хранящи контакти в помещения с повишена опасност и особено опасни помещения – бани, мокри помещения, помещения с влага и др. подобни.

В нормален режим на работа общият ток на утечка на мрежата с отчитане и на присъединените стационарни и преносими електропотребители не трябва да превишава 1/3 от номиналния ток на ДТЗ. При липса на данни за тока на утечка на електропотребителите се приема 0,4 mA на 1 А

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН

ток на натоварване, а за ток на утечка на мрежата - $0,01 \mu\text{A}/1\text{m}$ дължина на фазов проводник.

Препоръчва се в жилища като допълнителна защита срещу запалване при съединение със заземени части поставяне на ДТЗ с ток на сработване до 300 mA.

В случаите, когато защитата срещу свръхтокове (автоматичен апарат, предпазител) не осигурява времето за автоматично изключване от 0,4 s при номинално напрежение 230 V, поради ниски стойности на токовете на к.с. и уредбата (жилището) не е обхваната от система за изравняване на потенциалите задължително се предвижда ДТЗ.

Като правило не се изисква поставянето на ДТЗ в линии, захранващи стационарни потребители и осветители, а също и в общи осветителни мрежи. Забранява се поставянето на ДТЗ във веригите на устройства, чието изключване може да предизвика ситуации, опасни за потребителите (изключване на пожарна сигнализация, охранителни системи и др. подобни).

Допуска се присъединяване към една ДТЗ на няколко токови кръга чрез отделни автоматични прекъсвачи (предпазители).

Препоръчва се използването на ДТЗ с вграден автоматичен прекъсвач, осигуряващ защита срещу свръхтокове. Не се допуска използването на ДТЗ (без вграден автоматичен прекъсвач) в токови кръгове, незащитени от свръхтокове с допълнителен апарат, осигуряващ такава защита.

В сградите се използват ДТЗ тип "А", които се задействат както от променливи, така и от пулсиращи токове (от перални машини с регулируема скорост, регулируеми светлинни източници, телевизори, видеомagneтофони, персонални компютри и др.), или тип "АС", които реагират само на променливи токове с нулева последователност.

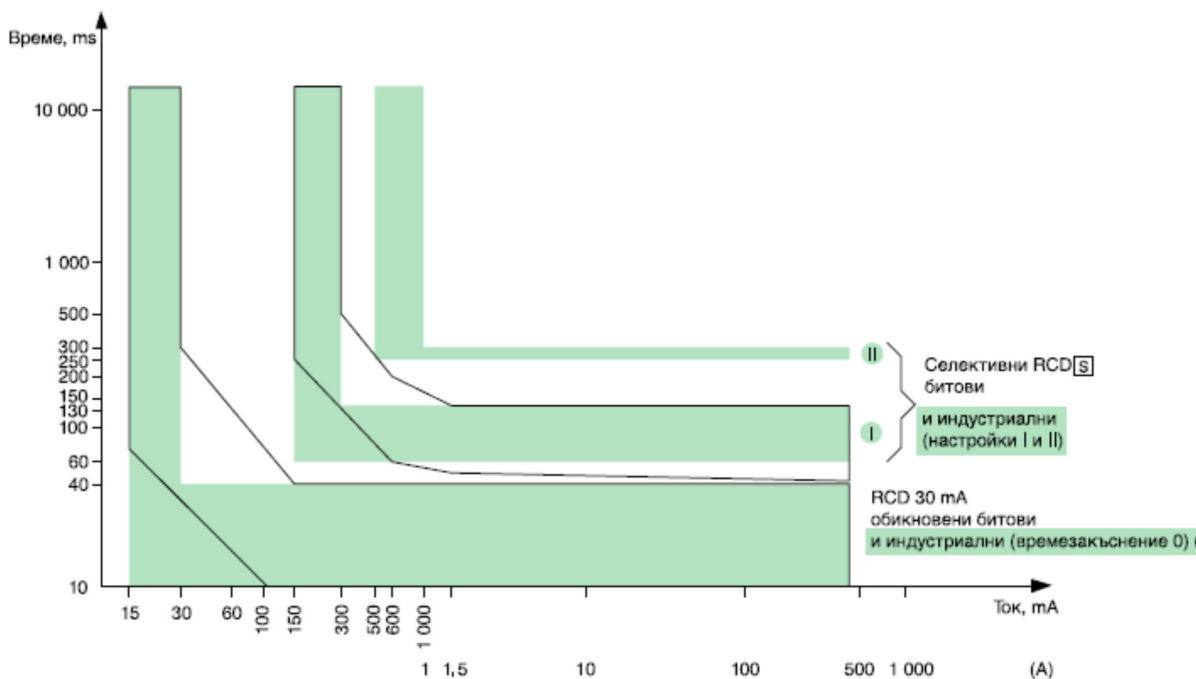
Селективност на дефектнотоковите защиты

Селективно действие на ДТЗ се постига на два основни принципа: хоризонтален, вертикален и комбинацията между тях.

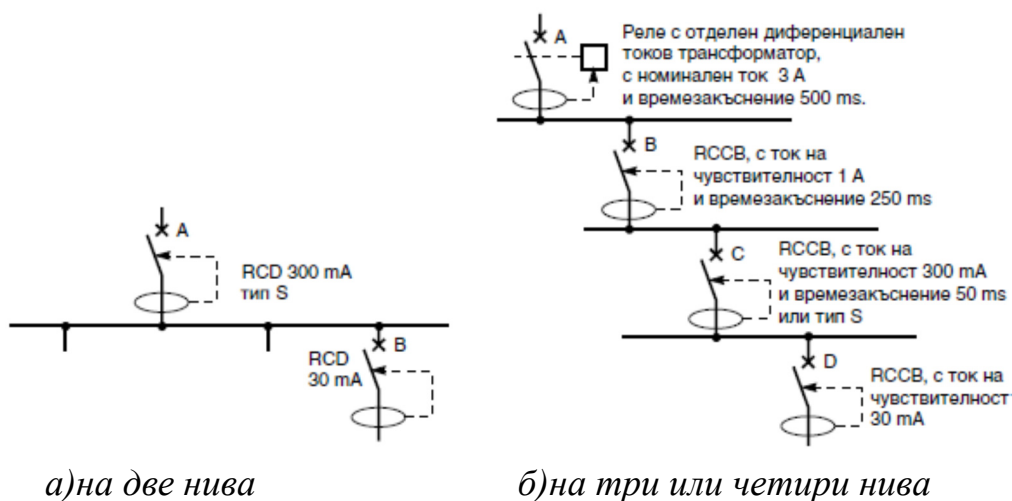
Хоризонтална селективност се постига като всяка отделна радиална захранваща линия се защитава с отделна ДТЗ, за осигуряване на непрекъснатост на захранването на части от инсталацията, незасегнати от повреда-та.

Вертикална селективност се реализира чрез използване на последователно свързани ДТЗ. В този случай селективността се постига по аналогичен начин на селективността при автоматичните прекъсвачи, чрез осигуряване на не пресичане на време-токовите характеристики – фиг. 22.26. При дву- и многостепенни схеми разположената по-близо до захранващия източник ДТЗ е с настройка и време за сработване най-малко три пъти по-високо, отколкото на ДТЗ, разположена по-близо до потребителя.

22. Избор на предпазители, автоматични прекъсвачи и дефектнотокови защиты за НН



Фиг. 22.26. Съгласуване на време-токови характеристики на ДТЗ



а) на две нива

б) на три или четири нива

Фиг. 22.27. Пълна селективност на дефектнотокови защиты

Пример за селективност на ДТЗ на две нива е показан на фиг. 22.27а. Защитата на ниво А е ДТЗ (RCD) с времезакъснение, настройка I (индустриален тип) или тип S (битов тип) за защита при индиректен допир, а на ниво В – ДТЗ с мигновено действие, с висока чувствителност, за вериги захранващи щепселни съединения или уреди с висок риск (перални и др.).

Пример за селективност ДТЗ на три или четири нива е показан на фиг. 22.27б. Защитата на ниво А: RCD с времезакъснение (настройка III), на ниво В – RCD с времезакъснение (настройка II), на ниво С – RCD с времезакъснение (настройка I) или тип S, на ниво D – RCD с мигновено действие.

23. ИЗЧИСЛЕНИЕ НА СТОМАНЕНИ ШИНОПРОВОДИ И ШИНОПРОВОДИ С ГОЛЯМО ТОКОВО НАТОВАРВАНЕ

В промишлените предприятия понякога се използват специални електрически инсталации със стоманени шинопроводи и електрически мрежи с много голям ток (над 1000 А) с шинопроводи от алуминий и мед. При тези видове електрически инсталации се прилага специализирана методика за избор на конструктивно решение, което е най-икономично по условията на пропускателна способност на шините, най-малки допълнителни загуби от повърхностния ефект на тока и ефекта на близостта и най-добри условия на охлаждане [17]. При протичане на променлив ток през проводник с голямо сечение, независимо от стойността на напрежението, се получават следните три ефекта [11, 15, 22]: повърхностен ефект; ефект на близост; ефект на индуктивно пренасяне на мощност.

23.1. Стоманени шинопроводи

Използват се при сравнително малки товари (до 400 А на шина) и малка годишна използваемост. Поради по-ниската електропроводимост на стоманата, при тях има големи загуби на мощност (ΔP) и на енергия (ΔW).

а) оразмеряване по допустимо загряване

Оразмеряването на шинопроводи по допустимо нагряване е основно условие, тъй като токовото им натоварване може да бъде значително.

Специфично за стоманените шини е наличието на много силен повърхностен ефект при протичане на ток и токовото натоварване е изнесено по периферията на шината. Плътността на тока във вътрешността на шината е пренебрежимо малка и затова допустимото токово натоварване се определя за периметъра на шината, а не по площта на сечението. Необходимият периметър p на напречното сечение на една шина се определя с формулата:

$$p = \frac{I_M}{j_L}, \text{ mm} , \quad (23.1)$$

където:

- I_M е максимален продължителен ток на шината (препоръчва се до 300 ÷ 400 А на една стоманена шина), А;

- j_L – допустима повърхностна плътност на тока по шината, А/мм.

Допустимата повърхностна плътност на тока зависи от допустимото прегряване $\Delta\theta_{\text{доп}}$ на шината над температурата на околния въздух θ_B и се определя по формулата:

$$j_L = 0,125 (\Delta\theta_{\text{доп}} + \theta_B), \text{ A/mm} . \quad (23.2)$$

23. Изчисление на стоманени шинопроводи и шинопроводи с голямо токово натоварване

За $\Delta\theta_{\text{доп}}$ обикновено се приема $+40^{\circ}\text{C}$ за шинопроводи с болтова връзка и $+55^{\circ}\text{C}$ за шинопроводи, свързани чрез заваряване. При температура на околния въздух $\theta_{\text{в}} = +55^{\circ}\text{C}$, по формула (23.2) се получават следните допустими повърхностни плътности: $j_L = 1,61 \text{ A/mm}$ при болтова връзка между шините, а при свързване със заварка $j_L = 1,94 \text{ A/mm}$ [11].

В практиката се използват редица форми на профил на шините: правоъгълен, кръгъл, пръстеновиден (тръбен), П-образен, L-образен, T-образен, двойно T-образен. В справочната литература и Наредба 3 за УЕУЕЛ [17] се представят таблици (табл. 23.1 и 23.2) с геометрични размери и допустими токове на различните видове профили, от които се изчислява периметъра. Допустимите продължителни токове за неизолирани проводници и боядисани шини, посочени в табл. 23.1 и 23.2 се отнасят за допустима температура на нагряване $+70^{\circ}\text{C}$ и околна температура на въздуха $+25^{\circ}\text{C}$.

Съобразно изчисления необходим периметър по формула (23.1) се избира стандартният профил с по-голямо напречно сечение. Например, за най-разпространеният правоъгълен напречен профил на шинопроводи се дават размерите височина – h и широчина – b , от които периметърът на шината се изчислява по формулата: $p = 2(h + b)$.

Табл. 23.1. Допустим продължителен ток за шини с правоъгълно сечение

Размери, mm	Медни шини				Алуминиеви шини				Стоманени шини	
	ток *, А, при брой на лентите на полюс или фаза								размери, mm	ток *, А
	1	2	3	4	1	2	3	4		
15x3	210	-	-	-	165	-	-	-	16x2,5	55/70
20x3	275	-	-	-	215	-	-	-	20x2,5	60/90
25x3	340	-	-	-	265	-	-	-	25x2,5	75/110
30x4	475	-	-	-	365/370	-	-	-	20x3	65/100
40x4	625	-/1090	-	-	480	-/855	-	-	25x3	80/120
40x5	700/705	-/1250	-	-	540/545	-/965	-	-	30x3	95/140
50x5	860/870	-/1525	-/1895	-	665/670	-/1180	-/1470	-	40x3	125/190
50x6	955/960	-/1700	-/2145	-	740/745	-/1315	-/1655	-	50x3	155/230
60x6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	-	870/880	1350/1555	1720/1940	-	60x3	185/280
80x6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	-	1150/1170	1630/2055	2100/2460	-	70x3	215/320
100x6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	-	1425/1455	1935/2515	2500/3040	-	75x3	230/345
60x8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	-	1025/1040	1680/1840	2180/2330	-	80x3	245/365
80x8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	-	1320/1355	2040/2400	2620/2975	-	90x3	275/410
100x8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	-	1625/1690	2390/2945	3050/3620	-	100x3	305/460
120x8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	-	1900/2040	2650/3350	3380/4250	-	20x4	70/115
60x10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	-	1155/1180	2010/2110	2650/2720	-	22x4	75/125
80x10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	-	1480/1540	2410/2735	3100/3440	-	25x4	85/140
100x10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400	30x4	100/165
120x10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200	40x4	130/220
									50x4	165/270
									60x4	195/325
									70x4	225/375
									80x4	260/430
									90x4	290/480
									100x4	325/535

* Посочените в числителя стойности са за променлив ток, а в знаменателя - за постоянен ток

При разполагане на шини с правоъгълно сечение на широката им страна стойностите от табл. 23.1 се намаляват: с 5 % за шини с широчина

23. Изчисление на стоманени шинопроводи и шинопроводи с голямо токово натоварване

до 60 mm; с 8 % за шини с широчина над 60 mm. Всяка фаза може да бъде изпълнена при необходимост с 1 до 4 шини, като се извършва необходимото коригиране на използвания периметър: намаляване за 2 шини с 1,6 пъти, за 3 шини – 2 пъти и за 4 шини – 2,6 пъти. Поради лошото използване на метала, шинопроводи с повече от 4 шини на фаза не се използват.

Табл. 23.2. Допустим продължителен ток за шини с кръгло и пръстено-видно (тръбно) сечение

диаметър, mm	Кръгли шини		Медни тръби		Алуминиеви тръби		Стоманени тръби				
	ток *, A		вътрешен/външен диаметър, mm	ток, A	вътрешен/външен диаметър, mm	ток, A	условен диаметър, mm	дебелина на стената, mm	външен диаметър, mm	променлив ток, A	
	мед	алуминий								безшевни	шевни
6	155/155	120/120	12/15	340	13/16	295	8	2,8	13,5	75	-
7	195/195	150/150	14/18	460	17/20	345	10	2,8	17,0	90	-
8	235/235	180/180	16/20	505	18/22	425	15	3,2	21,3	118	-
10	320/320	245/245	18/22	555	27/30	500	20	3,2	26,8	145	-
12	415/415	320/320	20/24	600	26/30	575	25	4,0	33,5	180	-
14	505/505	390/390	22/26	650	25/30	640	32	4,0	42,3	220	-
15	565/565	435/435	25/30	830	36/40	765	40	4,0	48,0	255	-
16	610/615	475/475	29/34	925	35/40	850	50	4,5	60,0	320	-
18	720/725	560/560	35/40	1100	40/45	935	65	4,5	75,5	390	-
19	780/785	605/610	40/45	1200	45/50	1040	80	4,5	88,5	455	-
20	835/840	650/655	45/50	1330	50/55	1150	100	5,0	114	670	770
21	900/905	695/700	49/55	1580	54/60	1340	125	5,5	140	800	890
22	955/965	740/745	53/60	1860	64/70	1545	150	5,5	165	900	1000
25	1140/1165	885/900	62/70	2295	74/80	1770	-	-	-	-	-
27	1270/1290	980/1000	72/80	2610	72/80	2035	-	-	-	-	-
28	1325/1360	1025/1050	75/85	3070	75/85	2400	-	-	-	-	-
30	1450/1490	1120/1155	90/95	2460	90/95	1925	-	-	-	-	-
35	1770/1865	1370/1450	95/100	3060	90/100	2840	-	-	-	-	-
38	1960/2100	1510/1620	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2080/2260	1610/1750	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2200/2430	1700/1870	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2380/2670	1850/2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* Посочените в числителя стойности са за променлив ток, а в знаменателя - за постоянен ток

Сечението на стоманените шини се определя по допустимо продължително натоварване за къси шинопроводи (до 15÷20 метра), тъй като при дългите шинопроводи проверката по загуби на напрежение е задължителна [26].

б) определяне на сечението по допустима загуба на напрежение

При стоманени шинопроводи с дължина по-голяма от 15 метра, определянето на сечението на шината по загуба на напрежение е наложително. Загубата на напрежение в стоманени шини се изчислява по формулата:

$$\Delta U = k \cdot I_M \cdot l, \% , \quad (23.3)$$

където:

- ΔU – загуба на напрежение, %;
- I_M е максимален продължителен ток, A;
- l – дължина на шината, km;
- k – коефициент, който се определя по следният начин:

$$k = \frac{\sqrt{3} [r_c \cdot \cos\varphi + (x' + x'') \cdot \sin\varphi]}{U_H} \cdot 100, \quad (23.4)$$

където:

- r_c е активно съпротивление на стоманата, Ω/km ;
- x' и x'' - са съответно вътрешното и външното индуктивно съпротивление на стоманената шина, Ω/km ;
- U_H – линейно напрежение, V ;
- $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – фактор на мощността на товара.

В някои технически литературни източници [11,26] се представят таблици с изчислени коефициенти „ k “ като функция на размера на шината, фактора на мощността и напрежението.

Загубата на напрежение на стоманени шинопроводи се определя в следния ред:

1) Изчислява се коефициентът „ k “ при определена допустима загуба на напрежение $\Delta U_{\text{доп}}$, чрез получения на базата на формула (23.3) израз:

$$k = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{I_M \cdot l}. \quad (23.5)$$

2) От справочни таблици [11, 26], за дадения фактор на мощност „ $\cos\varphi$ “ и избран профил на стоманената шина, се избира най-близката по-малка стойност „ k_1 “, на която съответства токът „ I' “. Ако $I' \approx I_M$, тогава стойността на „ k_1 “ се приема равна на k ($k_1 = k$). Когато I' силно се различава от I_M , от таблица за същия профил, се избира коефициент „ k_2 “, на който съответства токът „ I'' “.

3) След определяне на k_1 , k_2 , I' и I'' се доуточнява стойността на „ k “ по формулата:

$$k = k_1 - (k_1 - k_2) \frac{I_M - I'}{I'' - I'}. \quad (23.6)$$

4) С получения от стъпка 3) коефициент „ k “, по формула (23.3) се пресмятат действителната загуба на напрежение ΔU , която трябва да е по-малка от $\Delta U_{\text{доп}}$.

23.2. Шинопроводи с голямо токово натоварване

Шинопроводи с голямо токово натоварване (променлив ток над 1000 А) се използват в електрозахранващи уредби за: големи заваръчни машини и трансформатори; големи електродъгови пещи; магистрални цехови мрежи; за връзка между генератор в електрически централи и трансформатор; събирателни шини и др.

За изпълнение на такива шинопроводи се използват предимно алуминиеви и по-рядко медни шини.

23. Изчисление на стоманени шинопроводи и шинопроводи с голямо токово натоварване

Поради високите стойности на тока (над 1000 А), силно са изразени повърхностният ефект, ефекта на близост и ефекта на индуктивно пренасяне на мощност. Електромагнитното действие на тока причинява неравномерно разпределение на тока по напречното сечение на шинопровода.

а) повърхностен ефект ("скин ефект", токово изместване)

Ефектът се изразява в изместване на силовите линии към повърхността на проводника при увеличаване на честотата, тока и сечението. Токът в средата на проводника е пренебрежимо малък. Увеличението на съпротивлението на проводника вследствие на повърхностния ефект се оценява чрез коефициента на повърхностен ефект k_{π} по формулата:

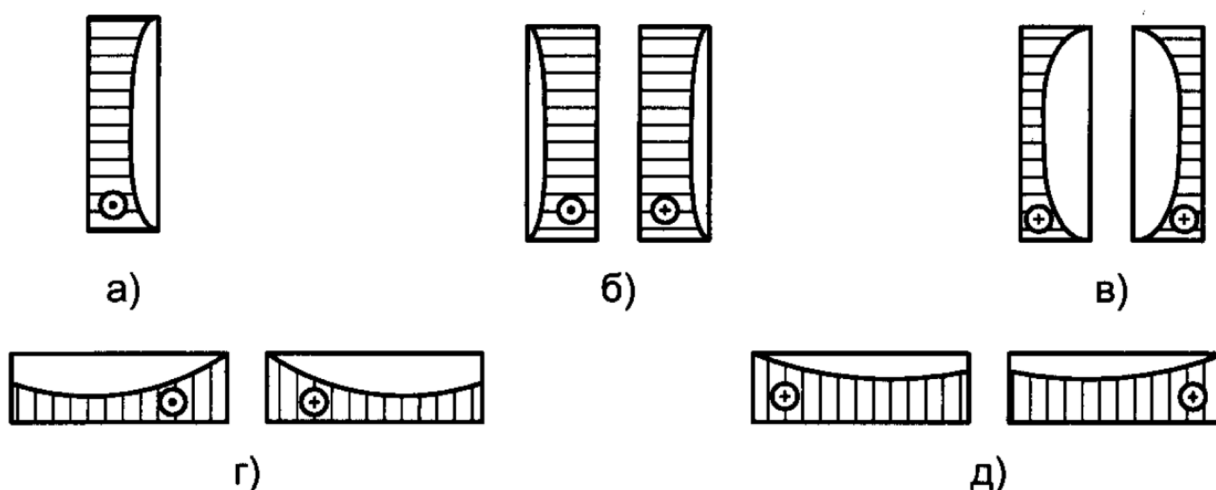
$$k_{\pi} = \frac{R_{\sim}}{R_0}, \quad (23.7)$$

където:

R_{\sim} е активното съпротивление на проводника при променлив ток;

R_0 – съпротивлението при постоянен ток с големина, равна на ефективната стойност на променливия ток.

На фиг. 23.1 е показано разпределението на плътността на тока в правоъгълна алуминиева шина с размери 100x10 mm [11,22]. При единична шина (фиг.23.1а), още при честота 50 Hz, токовото изместване води до това, че в края на шината плътността на тока превишава над два пъти плътността в средата. В разглеждания случай $k_{\pi}=1,175$. Загубите в проводника се увеличават с коефициент на допълнителните загуби $k_d = k_{\pi}$.



Фиг. 23.1. Разпределение на плътността на тока в правоъгълна алуминиева шина с размери 100x10 mm:

а) единична шина;

б) и г) две шини с противоположни посоки на тока;

в) и д) две шини с еднакви посоки на тока.

б) ефект на близост

Когато проводникът (шината) е разположен в близост до други шини, съвместно с повърхностния ефект се проявява и ефектът на близост. Той се дължи на взаимната индукция и се оценява с коефициента на близост k_b [22]:

$$k_b = \frac{R_b}{R_{\sim}}, \quad (23.8)$$

където:

R_b е активното съпротивление на проводник, разположен в близост до друг проводник;

R_{\sim} – активното съпротивление на същия самостоятелно разположен проводник.

Коефициентът на допълнителните загуби в проводника се определя като произведение на коефициентите на повърхностен ефект и на близост:

$$k_d = k_n \cdot k_b. \quad (23.9)$$

Стойността на коефициента на близост може да бъде по-голяма или по-малка от 1 и зависи от посоката на тока и от взаимното разположение на шините - на широката или на тясната страна. Ефектът на близост може да бъде положителен (при по-равномерно разпределение на тока) - тогава $k_b < 1$ и съпротивлението и загубите в проводника намаляват, или отрицателен (при по-неравномерно разпределение на тока) - тогава $k_b > 1$ и съпротивлението и загубите в проводника нарастват. При две шини, разположени успоредно с широките си страни, ефектът е положителен при различни посоки на тока $k_b = 0,885$ (фиг. 23.1б) и отрицателен при еднаква посока на тока $k_b = 1,16$ (фиг. 23.1в). При шини, разположени успоредно с тесните си страни, ефектът е положителен при еднаква посока на тока (фиг. 23.1д). Влиянието на ефекта на близост може да се пренебрегне, когато разстоянието между проводниците превишава над 10 пъти техния размер.

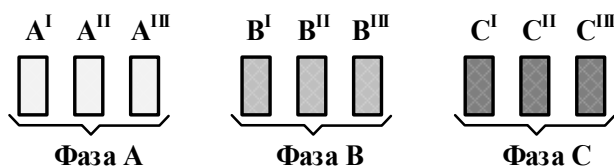
в) ефект на индуктивно пренасяне на активна мощност

Ефектът се изразява в пренасяне на активна мощност от една към друга фаза, по пътя на взаимната индуктивност през въздушната изолация между фазите. В резултат се получава неравномерно натоварване на фазните проводници при симетричен товар. При трифазна мрежа, със симетрично разположение в пространството на проводниците на трите фази във вид на триъгълник, този ефект не се проявява във външната мрежа, защото е еднакъв за трите фази, поради еднаквата взаимна индуктивност между фазните проводници. Ефектът се проявява при няколко паралелно положени шини и представлява пренос на мощност както между отделните фази, така и между шините на една фаза.

23. Изчисление на стоманени шинопроводи и шинопроводи с голямо токово натоварване

В уредбите за голям трифазен променлив ток се използват следните разположения на шините:

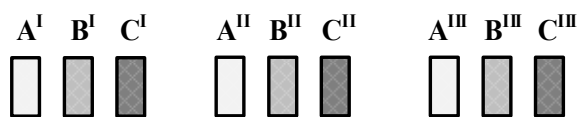
- *разцепени фази* – *фиг. 23.2:*



Фиг. 23.2. Шини с разцепени фази

При схемата с разцепени фази (фиг.23.2) разпределението на тока е силно неравномерно. Затова тя се използва при не повече от три шини на фаза и то при високо напрежение, когато от съществено значение е изолационното ниво между фазите. Тази схема е нерационална и е приемлива, когато разстоянието между фазите е голямо, с което намалява индуктивния пренос на мощност между фазите;

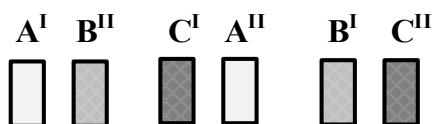
- *преплетени фази* – *фиг. 23.3:*



Фиг. 23.3. Шини с преплетени фази

Схемата с преплетени фази (фиг. 23.3) е благоприятна по отношение намаляване на активното и индуктивното съпротивление на шините, но и при нея силно се проявява ефектът пренос на мощност. Схемата е по-добра от предходната с разцепени фази;

- *сдвоени фази* – *фиг. 23.4:*



Фиг. 23.4. Шини със сдвоени фази

При схемата със сдвоени фази (фиг. 23.4) преносът на мощност е симетричен за трите фази и по този начин взаимно се компенсират. Всяка фаза участва в две двойки шини, като в едната двойка е изпреварваща по фаза (отдава мощност), а в другата изоставаща (получава мощност). Разпределението на плътността на тока е по-благоприятно в сравнение с предходните схеми. Схемата със сдвоени фази запазва своите предимства и при несиметричен товар.

При много големи токове над 100 kA се прилагат и тръбни медни шини в схема преплетени фази с вътрешно водно охлаждане.

24. ИЗЧИСЛЕНИЕ НА ВИСОКОЧЕСТОТНИ МРЕЖИ, ТРОЛЕЙНИ ЛИНИИ, ПОСТОЯННОТОКОВИ ЛИНИИ, ЛИНИИ ЗА ЗАВАРЪЧНИ УРЕДБИ

24.1. Изчисляване на високочестотни мрежи

Това са мрежи за хранване на консуматори с напрежение с честота, по-голяма от номиналната на електрическата мрежа – $f_H = 50 \text{ Hz}$:

- до 1000 Hz – електрообзавеждане в текстилната и дървообработващата промишленост;

- до 10 000 Hz – индукционни нагревателни пещи за метали, индукционно нагриване, закаляване и горещо коване и щамповане в ковашки цехове;

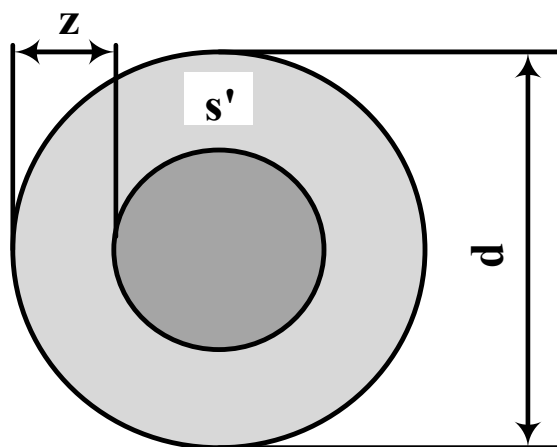
- 10^6 до 10^8 Hz – диелектрично загряване на керамика, пластмаси, дърво и др.

Електрохранването на консуматорите с напрежение с висока честота се осъществява по два начина:

- индивидуално хранване на консуматора в блок с генератор на повишена честота;

- хранване от високочестотна разпределителна мрежа, изчисляването на която се разглежда в настоящата тема.

При изпълнение на високочестотната мрежа с медни и алуминиеви проводници с кръгло сечение се проявява силно повърхностният ефект („скин“ ефект). Токът се изтласква към повърхността на проводника и неговото сечение не се използва изцяло.



Фиг. 24.1. Разпределение на тока с висока честота по напречното сечение на проводника

Дълбочината на проникване z на електромагнитната вълна в метал (фиг. 24.1), която определя активно използваната площ от напречното сечение на проводника, се изчислява с израза:

$$z = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega \cdot \mu_0 \cdot \mu}}, \quad (24.1)$$

където:

- ρ е специфично съпротивление на материала на проводника за температура $\theta = 80 \text{ }^\circ\text{C}$, $\Omega \cdot \text{cm}$. За мед $\rho_{\text{Cu}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \text{ } \Omega \cdot \text{cm}$, а за алуминий $\rho_{\text{Al}} = 3,6 \cdot 10^{-6} \text{ } \Omega \cdot \text{cm}$;

- ω – ъглова честота ($\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$), където f е честотата в Hz;

- μ – относителна магнитна проницаемост, $\mu = 1$ за мед и алуминий;

- $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-9} \text{ G/cm}$ – магнитна проницаемост на вакуума.

От формула (24.1) се установява, че с повишаване на честотата, силно намалява дълбочината на проникване на тока в проводника. За едно и също сечение и честота, при материал на проводника алуминий, „ z “ е по-голяма (по-благоприятна) отколкото тази при мед (табл. 24.1).

Табл. 24.1. Дълбочина на проникване на тока за различни честоти

f , Hz		50	1000	10 000	1 000 000
z , mm	мед	10,5	2,4	0,76	0,024
	алуминий	13,5	3,0	0,90	0,030

Реално използваното сечение s' (фиг. 24.1) на проводника при дълбочина на проникване на тока z може да се изчисли по формулата:

$$s' = \frac{\pi \cdot d^2}{4} - \frac{\pi \cdot (d - 2z)^2}{4} = \pi \cdot z \cdot (d - z). \quad (24.2)$$

Едновременно с намаленото реално използвано сечение на проводника се променят и неговите активно и реактивно съпротивление. Активното съпротивление може да се изчисли приблизително по формулата:

$$r = \frac{\rho \cdot l}{s'} = \frac{\rho \cdot l}{\pi \cdot z \cdot (d - z)}, \quad (24.3)$$

където l е дължината на захранващата линия.

Реактивното съпротивление се изменя пропорционално на честотата, тъй като:

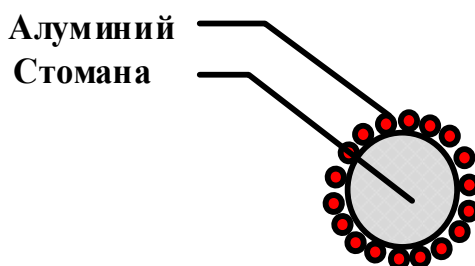
$$x_L = \omega \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L, \quad (24.4)$$

където L е индуктивността на проводника.

Промяната на активното и реактивното съпротивление на проводника при висока честота се отразява и на загубата на напрежение на електрическата линия. Фундаменталната формула (21.5) се преобразува в следния вид:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_M \left(\frac{\rho \cdot l}{S'} \cdot \cos\varphi + 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \cdot \sin\varphi \right). \quad (24.5)$$

За сравнително малки медни проводници със сечение $S < 16 \text{ mm}^2$ и алуминиеви проводници със сечение $S < 25 \text{ mm}^2$ и повишена честота до 1000 Hz, дълбочината на проникване е достатъчна за използване на цялото сечение (табл. 24.1) и повърхностният ефект може да не се отчита, ΔU е същата като при честота 50 Hz.



Фиг. 24.2. Проводник с бифиларна концентрична система за високочестотни мрежи

По-добро използване на сечението и метала във високочестотни мрежи се получава при използване на бифиларна концентрична система (фиг. 24.2) или кухи (тръбни) проводници. Обикновено електрически мрежи с повишена честота се прилагат до 10 000 Hz. При по-високи честоти се използва блок генератор-товар, в който високочестотните линии са много къси и се изпълняват с тръбни медни или алуминиеви шини с вътрешно водно охлаждане.

Комутационната и защитната апаратура за високочестотни мрежи трябва да бъде подходяща за съответната използвана честота и при необходимост да се охлажда изкуствено.

24.2. Изчисление на тролейни кранови линии

В промишлените предприятия те се използват за захранване на подземно-транспортни устройства: кранове, телфери и др. Изпълняват се от стоманени шини с плоски, кръгли, ъглови, корито-образни или релсови профили с различни размери. Тролейната линия обикновено се захранва в средата от кабел от главното разпределително табло – фиг. 24.3. Допустимо е захранването да се осъществи в произволна точка на тролейния шинопровод, ако са спазени изискванията за допустими отклонения и колебания на напрежението.

Освен необходимостта от по-голяма здравина и износоустойчивост, сечението на тролейните линии се избира по следните условия:

а) по допустимо продължително загряване

Използва се методиката от т. 23, като максималният продължителен ток I_M се определя по метода на подредените товари графици (коэффициента на максимума) или се приема, че $I_M \approx I_{ср.кв.}$;

б) по допустима загуба на напрежение – ΔU

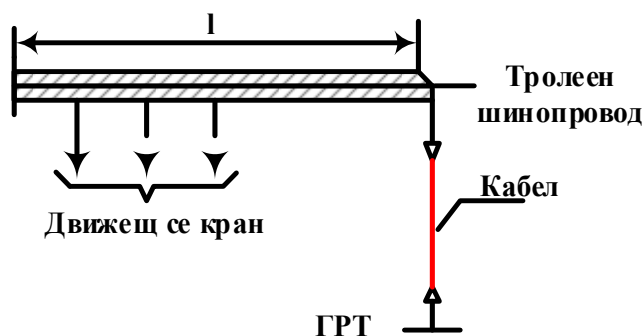
Прилага се методиката от т. 23, като вместо I_M във формулата (23.3) се използва върховият ток I_B , тъй като надеждната работа на контакторите и спирачните механизми трябва да са осигурени в момента на пускане:

$$\Delta U = k \cdot I_B \cdot l, \quad (24.6)$$

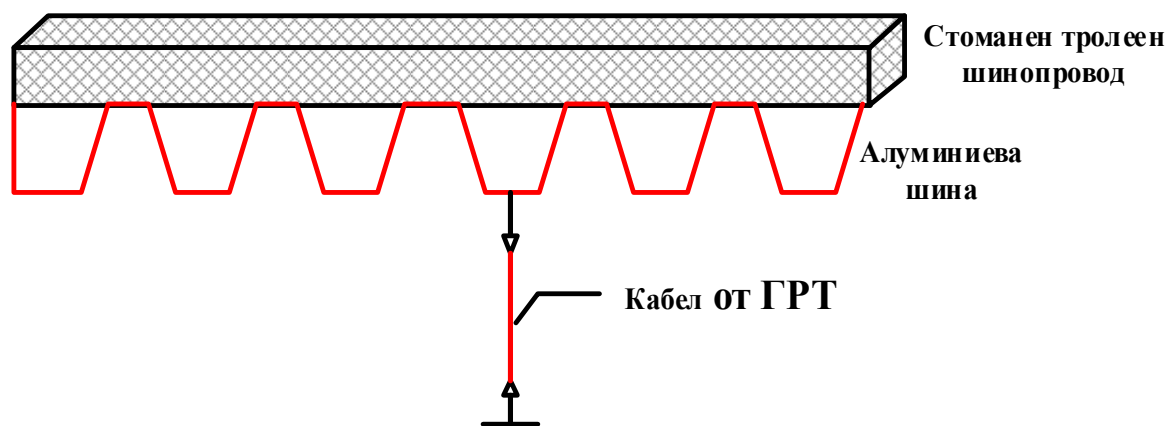
където I_B е върховия ток на крановия механизъм, който при необходимост се преизчислява за 2 или 3 крана на тролейната линия (т. 6).

Максималното колебание на напрежението за кранови тролейни линии е до 15%, които се разпределят по следния начин:

- (3 ÷ 4)% в проводници на крана;
- (6 ÷ 10)% в тролейния шинопровод;
- (2 ÷ 4)% в захранваща линия от ГРТ до крана.



Фиг. 24.3. Захранване на тролейния шинопровод от ГРТ



Фиг. 24.4. Захранване на тролейния шинопровод в няколко точки

Поради голямата загуба на напрежение в стоманения шинопровод, при по-голяма дължина на тролейната линия, той може да се секционира или захрани допълнително в няколко точки чрез меден профилиран проводник или алуминиева шина - фиг. 24.4.

При малки токове на тролейните линии, те се изпълняват с кръгла или плоска стоманена шина, а при по-големи токове се използва ъглова стомана с размери $50 \times 50 \times 5$ mm или $75 \times 75 \times 8$ mm, профили „Г“ и „I“.

24.3. Изчисляване на постояннотокови линии с големи токове

В промишлените предприятия консуматори с големи постоянни токове са: мощни електролизни уредби; магистрални линии, излизаци от мощни изправителни уредби и др.

Постоянният ток не се съпровожда от повърхностен ефект и ефект на близост и плътността на тока в сечението на проводника или шината е равномерна. Изчисляването на линиите за постоянен ток се извършва по следните условия:

а) по допустимо нагряване

Сечението на постояннотоковата линия „s“ се избира по условието: $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{м}}$, като допустимият ток на проводника или шината се дава таблично за различни форми на профила – табл. 23.1 и 23.2.

б) по допустима загуба на напрежение

Загубата на напрежение се определя по формулата:

$$\Delta U = 2 \cdot I_{\text{м}} \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} \quad (24.6)$$

Допустимата загуба на напрежение е $\Delta U_{\text{доп}} = 10\%$

в) по икономична плътност на тока – „j_{ик}“

Условието по икономична плътност на тока е съществено и често се оказва основно за електролизните уредби, тъй като те имат голяма годишна използваемост, което обуславя значителни загуби на електрическа енергия в хранващите линии. Икономичното сечение се избира по условието:

$$s_{\text{ик}} \geq \frac{I_{\text{м}}}{j_{\text{ик}}}, \text{ A/mm}^2 \quad (24.7)$$

Икономичната плътност на тока за алуминиеви шини е $j_{\text{ик}} = (0,7 \div 0,9) \text{ A/mm}^2$, а за медни шини – $j_{\text{ик}} = (1 \div 1,2) \text{ A/mm}^2$.

24.4. Електрически линии, хранващи заваръчни уредби

Товарът, създаван от заваръчните уредби, има рязко променящ се характер с големи върхови стойности и с много нисък $\cos \phi$. Това създава условия за възникване на значителни електродинамични сили между

отделните проводници, големи загуби на напрежение в индуктивното съпротивление и съответно значителни отклонения и резки изменения на напрежението. Това налага при проектиране и изпълнение на такива инсталации да се съобразят следните условия:

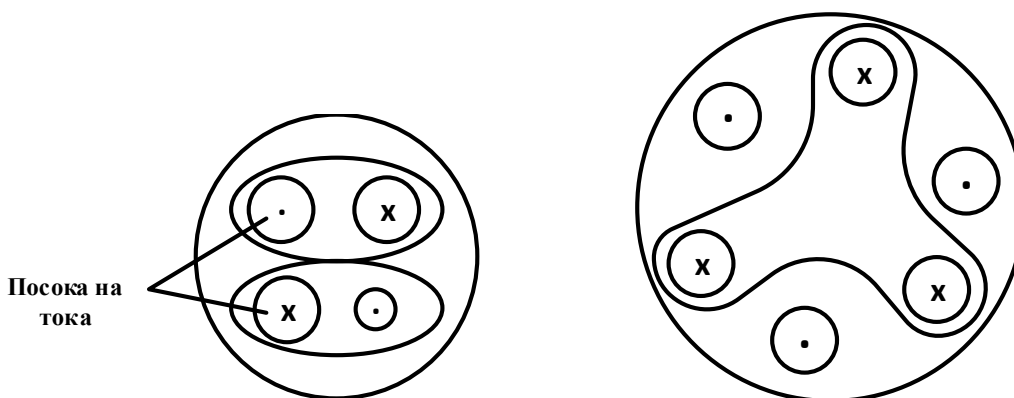
а) захранващата линия не трябва да се изпълнява от отделни изолирани проводници в тръби, тъй като вследствие на електродинамичните сили от бързо изменящия се товар, проводниците се преместват един спрямо друг и протриват своята изолация;

б) за намаляване на загубите на напрежение и отклонението и бързите изменения на напрежението се препоръчва използването на многожилни кабели за намаляване на индуктивното съпротивление.

В практиката често се прилагат следните възможни решения:

1. Използване на трифазни 4-жилни кабели по кръстосана схема за захранване на еднофазен товар – фиг. 24.5

В този случай се увеличава с 1,5 пъти пропускателната способност на кабела, определена от двете двойки жила: 2 броя за фаза + 2 броя за нула – фиг. 24.5.



Фиг. 24.5. Използване на трифазни 4-жилни кабели по кръстосана схема

Фиг. 24.6. Използване на специални 6-жилни кабели по кръстосана схема

2. Използване на специални 6-жилни кабели по кръстосана схема с малко индуктивно съпротивление – фиг. 24.6

В този случай, благодарение на кръстосването, индуктивното съпротивление на кабела се намалява до $0,02 \div 0,07 \Omega/\text{km}$, докато индуктивното съпротивление на въздушни линии е около $0,3 \Omega/\text{km}$. Това решение като гъвкав кабел е предпочитано при изпълнението на вторичната мрежа на заваръчните машини, които са характерни с големи токове и малки напрежения.

25. ИЗЧИСЛЕНИЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКИ ИНСТАЛАЦИИ НА ОСВЕТИТЕЛНИ УРЕДБИ

25.1. Етапи на проектиране на електрическа инсталация за осветление

Етапите на проектиране на електрическа инсталация за осветителна уредба са следните:

1) Избор на напрежение

Според Наредба 3 за УЕУЕЛ [17], осветителите на общото осветление се захранват с напрежение до 400 V. Захранването на осветителите е с напрежение до 400 V, когато височината на окачване е най-малко 2,5 m от пода и се използват еднополюсни, двуполюсни, триполюсни или четириполюсни прекъсвачи за едновременно изключване на напрежението от всички фазови проводници, влизащи в осветителя. Напрежението за захранване на отделни лампи трябва да е не по-високо от 230 V.

В помещения с повишена опасност и особено опасни помещения, максималното напрежение е до 42 V. Напрежението за захранване на преносими ръчни осветители в помещения с повишена опасност е не по-високо от 24 V. При неблагоприятни условия, когато опасността от токов удар се увеличава от притеснено и неудобно положение на работника от съприкосновение на голяма част от тялото с големи метални добре заземени повърхности (например метални резервоари, котли и др.), допустимото напрежение е 12 V.

2) Избор на схема

Схемните решения за електрически инсталации в зависимост от тяхното приложение са разгледани в т. 12 на настоящия учебник.

3) Определяне на максималния продължителен товар за осветление

Методите за изчисление на максималния продължителен товар за осветление P_{mo} и ток I_{mo} са разгледани в т. 5 на настоящия учебник.

4) Определяне на конфигурацията на електрическата инсталация за осветление

При определянето на броя на осветителите, свързани към един токов кръг, трябва да се съобразява изискването на Наредба №3 [17], токовите кръгове за осветление да се оразмеряват и защитават с предпазители или автоматични прекъсвачи за работен ток, който не превишава:

- за производствени и обществени сгради - 25 A;
- за жилищни и други сгради, ако поддържането на осветителната уредба не се извършва от специалист - 16 A;
- за осветителни уредби с разрядни лампи с единична мощност 125 W и по-голяма или лампи с нажежаема жичка 500 W и повече - 63 A.

25. Изчисление на електрически инсталации на осветителни уредби

Магистралните електрически мрежи за цехова осветителна уредба са трифазни, а разпределителните – еднофазни.

Не се препоръчва броят на лампените излази от еднофазен токов кръг да бъде по-голям от 20, като многолампов осветител се счита за един излаз. Когато токовият кръг захранва многолампови осветители (луминесцентни, полилеи и др.), се допуска да бъдат прикачени до 50 лампи на една фаза [11,18].

Най-малките допустими сечения на проводници и кабели за лампени излази са 1 mm^2 за медни и $2,5 \text{ mm}^2$ за алуминиеви [17].

5) *Определяне на сечението на проводниците и кабелите на електрическата мрежа за осветление*

Определянето на сечението се извършва по условията:

- допустимо нагряване при максимално продължително натоварване;
- проверка по допустима загуба на напрежение.

б) *Избор на защитна и комутационна апаратура за токовите кръгове за осветление*

Методиката за избор на защитна и комутационна апаратура е подробно описана в т. 22 на настоящия учебник.

25.2. Определяне на сечението на проводниците за осветление

Определянето на сечението по допустимо нагряване при максимално продължително натоварване се извършва по формула (21.1). За цехови осветителни уредби максималният продължителен ток се изчислява по метода на коефициента на търсене $I_{\text{м.о.}} = k_{\text{то}} \times I_{\text{н.о.}}$. Когато в помещението се включват всички лампи едновременно $k_{\text{то}} = 1$ и максималният продължителен ток е равен на номиналния на осветителите.

Определянето на сечението по допустима загуба на напрежение за осветителни уредби обикновено се извършва като се приема, че $\cos \varphi = 1$ и се пренебрегва реактивната съставляваща на загубата на напрежение. Тогава на базата на формули (21.5÷21.9), чрез преобразуване се определя следната формула за избор на сечението:

$$s = \frac{M}{C \cdot \Delta U}, \text{ mm}^2, \quad (25.1)$$

където:

M е момент на товара, $kW.m$;

C – коефициент, който се предоставя таблично за еднофазна и трифазна линия, изпълнена с медни или алуминиеви проводници при дадено напрежение и температура – табл. 25.1 [13], $kW.m/mm^2$;

ΔU – допустима загуба на напрежение, %. Определя се в зависимост от допустимото отклонение на напрежението за светлинните източници. $\Delta U=2,5\%$ за битови и административни сгради и $\Delta U=5\%$ – за промишлени цехове.

25. Изчисление на електрически инсталации на осветителни уредби

Моментът на товара се определя по формулата:

$$M = \sum_{i=1}^n p_i \cdot l_i, \quad (25.2)$$

където:

p_i е електрическият товар на i -тия участък, kW ;

l_i – дължина на линията на участъка, m ;

Табл. 25.1. Стойности на коефициента C , $kW.m/mm^2$

Материал	Околна температура 20°C		Околна температура 30°C	
	Номинално напрежение		Номинално напрежение	
	230 V	400 V	230 V	400 V
Мед	14.5	87	14	84
Алуминий	8.8	53	8.5	51

Сечението на цехова осветителна уредба с разклонена мрежа се определя по „минимум разход на метал“ с израза:

$$s = \frac{\sum M + \alpha \sum t}{C \cdot \Delta U}, \quad (25.3)$$

където:

- $\sum M$ е сумата от моментите на товарите на участъка, за който се определя сечението „ s “ и всички последващи участъци, които имат същият брой проводници, както на разглеждания участък, $W.m$;

- $\sum t$ – сума от моментите на товарите за всички отклонения, захранени от изчислявания участък. Отклоненията могат да имат различен брой проводници в сравнение с изчислявания;

- α – коефициент, който зависи от броя на проводниците в отклонението – табл. 25.2.

Табл. 25.2. Стойности на коефициента α

Линия	Отклонение	α
Трифазна с нула	Еднофазно	1,83
Трифазна с нула	Еднофазно с нула	1,37
Двуфазна с нула	Еднофазно	1,33
Трифазна	Двуфазно	1,15

Сечението на проводниците за различните участъци се изчислява последователно, като се започне от най-близкия клон до източника на захранване и полученото сечение се закръгля към следващото по-голямо стандартно сечение.

26. ИЗБОР НА НАЙ-ЦЕЛЕСЪОБРАЗНОТО НАПРЕЖЕНИЕ НА ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНА СИСТЕМА НА ПРОМИШЛЕНО ПРЕДПРИЯТИЕ

При проектирането и изграждането на нова ЕСПП е целесъобразно да се изберат оптимални подходящи напрежения за захранващата, разпределителната, силовите и осветителните електрически мрежи. Основните фактори при избора на напрежение са следните:

- номинално напрежение и номинална мощност на консуматорите;
- напрежение на захранващите източници;
- териториално разположение на захранващите източници и потребителите;
- схема на ЕСС.

Съобразно напрежението се изчисляват параметрите на електрическите мрежи, обзавеждането на подстанциите и елементите на електрическите мрежи, експлоатационните разходи и капиталовложения.

Под оптимално напрежение се разбира това напрежение от гамата на стандартните напрежения, при което за ЕСС на предприятието (обекта, потребителя) се получават най-малки общи приведени годишни разходи.

26.1. Аналитични методи за определяне на оптималното напрежение в ЕСПП над 1000V

Основен критерий е постигането на минимални приведени годишни разходи – „З“:

$$Z = C_e + p_n \cdot K, \quad (26.1)$$

където:

- C_e – експлоатационни разходи, лв;
- p_n – нормативен коефициент на ефективност (около 0,1);
- K – капиталовложения, лв.

Капиталовложенията K , за построяване например на външната ЕСПП, се определят с израза:

$$K = K_l + K_{обз}, \quad (26.2)$$

където:

- $K_l = k_{l0} \cdot l$ са капиталовложенията за изграждане на въздушни или кабелни линии, където: k_{l0} – капиталовложения за 1 км; l – обща дължина на линиите.

- $K_{обз}$ – капиталовложение за електрообзавеждане и автоматика: прекъсвачи, разединители, отделители, късосъединители, реактори, шини, измервателни трансформатори, силови трансформатори и др.

Експлоатационните разходи C_e се намират с израза:

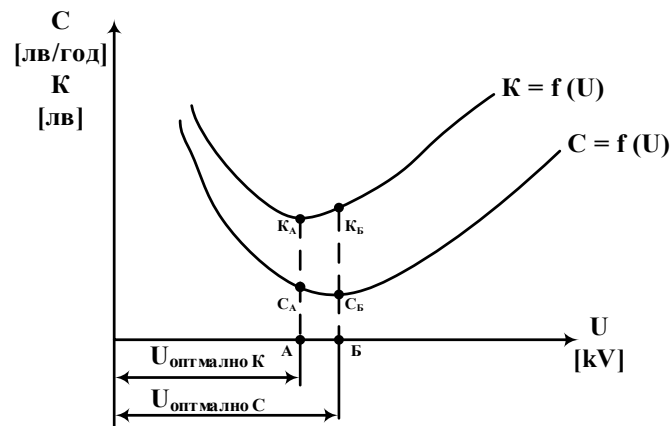
26. Избор на най-целесъобразното напрежение на електроснабдителна система на ПП

$$C_e = C_3 + C_a + C_{оп}, \quad (26.3)$$

където:

- C_3 – разходи от загуба на електрическа енергия;
- C_a – амортизационни разходи (отчисления);
- $C_{оп}$ – разходи за обслужващ персонал.

На фиг. 26.1 са представени графично зависимостите: $C=f(U)$ и $K=f(U)$ при условие, че максималният товар S_m и дължините на линиите l са постоянни.

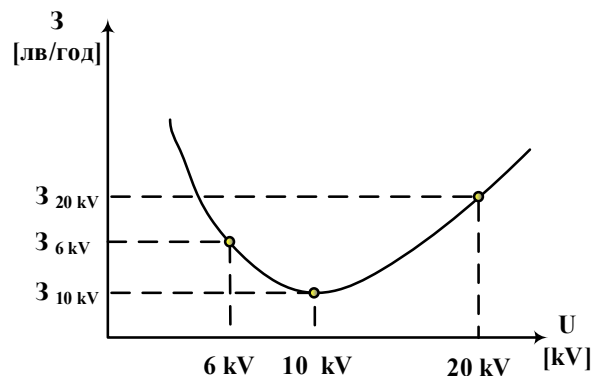


Фиг. 26.1. Криви на зависимостта на капиталовложенията и експлоатационните разходи от напрежението

Оптималните напрежения са минимумите на съответните функции. От тях се вижда, че $U_{оптимально C}$ по експлоатационни разходи е по-голямо от $U_{оптимально K}$ по капиталовложения, което е често срещано в практиката. Равенството $U_{опт. C} = U_{опт. K}$ съответства добре на практиката за стандартни напрежения – 6, 10, 20 и 110 kV.

При сравняване на два варианта А и Б по капиталовложение K и по разходи C , рационалното напрежение се определя опростено чрез срока на откупуване – T :

$$T = \frac{K_B - K_A}{C_A - C_B}. \quad (26.4)$$



Фиг. 26.2. Зависимост на приведените годишни разходи от напрежението

При повече от два варианта, най-изгодното напрежение се определя с приведените годишни разходи „3“ – формула (26.1). От графичното представяне на резултата на фиг. 26.2 се вижда, че за примерния случай най-големи са приведените годишни разходи за 20 kV, по-малки за 6 kV, а оптималният вариант е с напрежение 10 kV.

26.2. Практически емпирични формули за определяне на най-целесъобразното напрежение

Разработването и остойностяването на няколко варианта на проекти за ЕСПП е трудоемка задача, затова в проектантската практика се използват редица инженерни емпирични методи [11]:

1) *формула на Вейнерт (Германия):*

$$U = 3 \cdot \sqrt{S} + 0,5 \cdot l, \quad kV, \quad (26.5)$$

където:

- S – пренасяна пълна мощност, kVA ;
- l – разстоянието, m ;

2) *формула на Никогосов (Русия):*

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot l}, \quad (26.6)$$

където P е пренасяна активна мощност, kW ;

3) *формула на Стил (САЩ):*

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}. \quad (26.7)$$

4) *формула от инженерен справочник в Швеция:*

$$U = 17 \cdot \sqrt{\frac{l}{16} + P}. \quad (26.8)$$

Както се вижда от формули (26.5÷26.8), оптималното напрежение се представя като функция на пренасяната мощност P или S и дължината на линиите. По тези формули се получава нестандартно напрежение, което би било най-целесъобразно, спрямо което се избира окончателното номинално от стандартните стойности на напрежение.

27. КАЧЕСТВО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ. ИЗМЕНЕНИЕ И БЪРЗО ИЗМЕНЕНИЕ НА НАПРЕЖЕНИЕТО

Качеството на електрическата енергия е съвкупност от количествени характеристики, които осигуряват сигурността на електрозахранване и технико-икономическите показатели на електропотребителите [11,27]. Показателите се разглеждат отделно за мрежите с променлив и постоянен ток. При променлив ток се регламентира качеството на честотата и напрежението. Нормените стойности на показателите за качество на електрическата енергия са регламентирани в БДС EN 50160:2010 “Характеристики на напрежението на електрическата енергия, доставяна от обществените разпределителни електрически мрежи” [2] и БДС EN 61000-2-2:2004 “Електромагнитна съвместимост (ЕМС). Част 2-2: Околна среда. Нива на съвместимост за нискочестотни кондуктивни смущаващи въздействия и пренасяне на сигнали в обществени захранващи системи ниско напрежение” [7].

27.1. Основни параметри и характеристики на напрежението

В стандарт EN 50160 са дефинирани редица параметри на напрежението, най-важните от които са [2]:

Захранващо напрежение - ефективната стойност (rms) на напрежението в даден момент на мястото на общо съединение, измерено през определен интервал от време;

Номинално напрежение на системата (U_n) - напрежението, за което системата е предназначена или идентифицирана и за което са посочени определени експлоатационни характеристики;

Декларирано захранващо напрежение (U_c) - обикновено е номиналното напрежение на системата U_n . Ако по силата на споразумение между доставчика и потребителя се прилага напрежение, различно от номиналното напрежение, то това напрежение е декларирано захранващо напрежение U_c ;

Изменение на напрежението - увеличаване или намаляване на напрежението, което се дължи на промяна на общото натоварване на разпределителната мрежа или част от нея;

Пулсации на светлината (Flicker) - впечатление за нестабилност на визуалното усещане, предизвикано от променящото се с времето светлинно въздействие на яркостта или спектралното разпределение;

Въздействие на пулсациите (Flicker severity) - интензивността на раздразнение от пулсациите, определени от UIE- IEC метода за измерване на пулсациите и оценени чрез следните величини:

- *кратко въздействие (P_{st})* - измерено в продължение на период от десет минути;

27. Качество на електрическа енергия. Изменение и бързо изменение на напрежението

- *продължително въздействие* (P_{lt}), изчислено от поредица от 12 P_{st} - стойности над двучасов интервал, според следния израз:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st i}^3}{12}}. \quad (27.1)$$

Спад на захранващото напрежение - рязко намаляване на захранващото напрежение до стойност между 90% и 1% от декларираното напрежение U_c , следвана от възстановяване след кратък период от време. Обикновено продължителността на спадане на напрежението е между 10 ms и 1 min. Дълбочината на спадане на напрежението се определя като разлика между минималната ефективна стойност по време на спадане на напрежението и декларираното напрежение. Промени в напрежението, които не намаляват напрежението на електрозахранването до по-малко от 90% от декларираното напрежение U_c не се считат за спадове;

Прекъсване на захранването - това е състояние, при което напрежението на захранващите изводи е по-ниско от 1% от декларираното напрежение U_c . Прекъсванията на захранването са класифицирани като:

- *планови*, които да позволят изпълнението на редовни работи по системата за разпределение, когато потребителите са информирани предварително;

- *случайни*, причинени от трайни (дълго прекъсване) или преходни (кратко прекъсване) неизправности, свързани най-често с външни събития, откази на оборудване или смущения;

Временни пренапрежения - имат сравнително дълга продължителност, обикновено няколко периода на захранващото напрежение и произхождат главно от превключвания или повреди, като например внезапно намаляване на товара или изключване на късо съединение;

Преходни пренапрежения - краткотрайни свръхнапрежения с продължителност от няколко милисекунди или по-малко, с произход от мълния или някои превключвания, например при изключване на индуктивен ток;

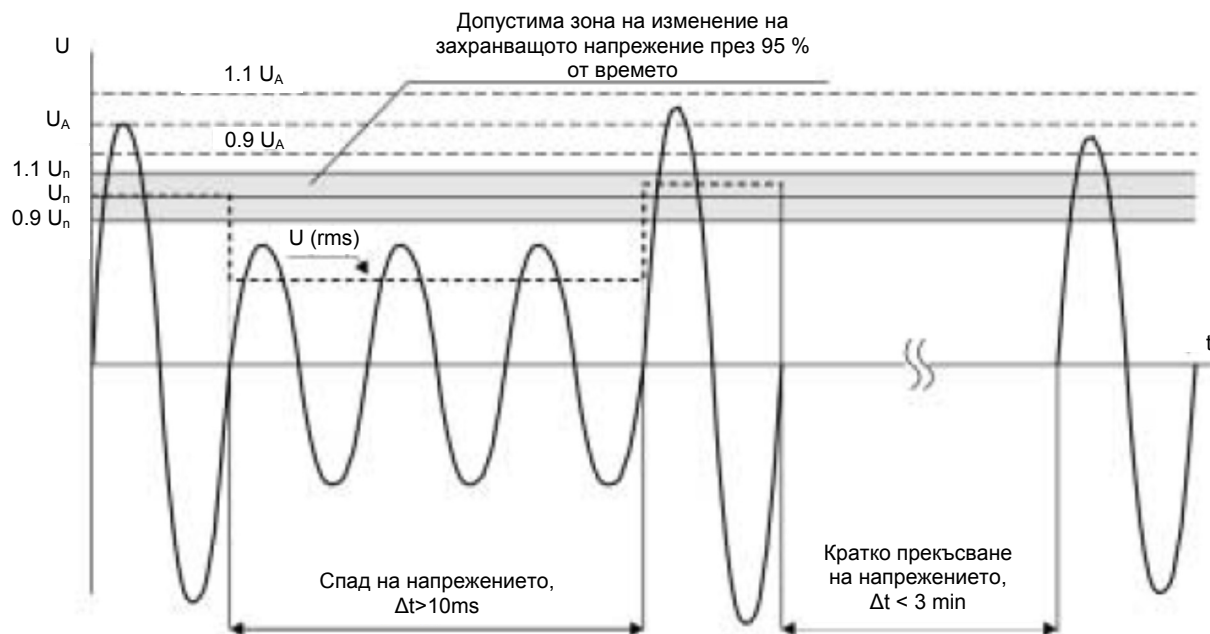
Висши хармоници на напрежението - синусоидални напрежения с честота, равна на цяло число, кратно на основната честота на захранващото напрежение. Висшите хармоници на напрежението могат да бъдат оценявани:

- *индивидуално* - чрез тяхната относителна амплитуда U_h спрямо напрежението с фундаментална честота U_1 , където h е поредния номер на хармоника;

- *глобално* - обикновено чрез коефициента на общо хармонично изкривяване на напрежението THD_U . Изчислява се със следния израз:

$$THD_U = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2}{U_1}}. \quad (27.2)$$

Несиметрия на напрежението - това е състояние, при което средно квадратичната стойност на фазовите напрежения или фазовите ъгли между последователни фази в трифазна система не са равни.



Фиг. 27.1. Илюстрация на спад на напрежението и кратко прекъсване на напрежението според БДС EN 50160

На фиг. 27.1 са показани спад на напрежението и кратко прекъсване на напрежението по БДС EN 50160, като са използвани следните означения:

U_n – ефективна стойност (rms) на номиналното напрежение;

U_A – амплитуда на напрежението;

U (rms) – действителна ефективна стойност на напрежението.

27.2. Нормативни изисквания към захранващото напрежение

Сравнение на нормативните изисквания към захранващото напрежение по БДС EN 50160 и БДС EN 61000 е направено в табл. 27.1 и табл. 27.2 [2,7,28]. На фиг. 27.2 е показан графично спектъра на допустимите относителни напрежения на поредните номера висши хармоници и коефициента на общо хармонично изкривяване на напрежението THD_U .

27. Качество на електрическа енергия. Изменение и бързо изменение на напрежението

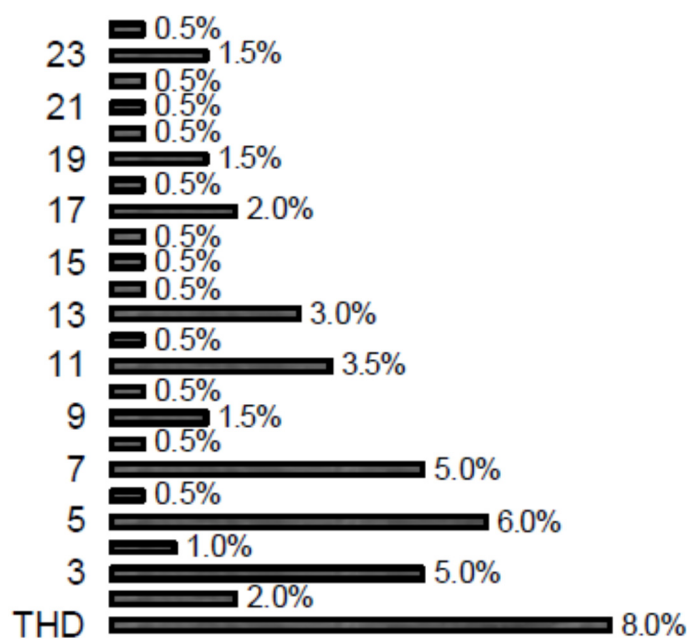
Табл. 27.1. Нормативни изисквания към параметрите на захранващото напрежение

№	Параметър	Характеристики на захранващото напрежение по БДС EN 50160	Характеристики на захранващото напрежение по БДС EN 61000	
			EN 61000-2-2	други части на БДС EN 61000
1	Честота	НН, СН: средна стойност за 10 s $\pm 1\%$ (49.5 - 50.5 Hz) за 99.5% от седмицата и $-6\%/+4\%$ (47- 52 Hz) за 100% от седмицата	2%	-
2	Изменение на напрежението	НН, СН: $\pm 10\%$ за 95% от седмицата, средни 10 минутни ефективни стойности (Фигура 1)	-	$\pm 10\%$ приложено за 15 минути
3	Бързо изменение на напрежението	НН: 5% нормално, 10% рядко, $P_{lt} \leq 1$ за 95% от седмицата СН: 4% нормално, 6% рядко, $P_{lt} \leq 1$ за 95% от седмицата	3% нормално, 8% рядко, $P_{st} < 1.0$ $P_{lt} < 0.8$	3% нормално, 4% максимално, $P_{st} < 1.0$ $P_{lt} < 0.65$ (EN 61000-3-3), 3% (IEC 61000-2-12)
4	Спадове на захранващото напрежение	Общо: продължителност $< 1s$ с дълбочина $< 60\%$. Локално ограничени спадове, причинени от комутация на товара: НН: 10 - 50%, СН: 10 - 15% (Фигура 1)	Градски мрежи: 1-4 за месец	до 30% за 10 ms до 60% за 100 ms (EN 61000-6-1, 6-2), до 60% за 1000 ms (EN 61000-6-2)
5	Кратки прекъсвания на напрежението	НН, СН: (до 3 минути) няколко десетки-няколко хиляди за година с продължителност на 70% от тях $< 1 s$	-	95% намаление за 5 s (EN 61000-6-1, 6-2)
6	Продължителни прекъсвания на напрежението	НН, СН: (повече от 3 минути) $< 10 - 50$ за година	-	-
7	Временни пренапрежения	НН: $< 1.5 kV$ ефективна стойност СН: $1.7 U_c$ (директно или заземяване през реактор) $2.0 U_c$ (изолирана или заземена през активно съпротивление неутрала)	-	-
8	Преходни пренапрежения	НН: общо $< 6kV$, понякога по-голямо с време на нарастване от порядъка на ms- μs . СН: не е дефинирано	-	$\pm 2 kV$, фаза-земя $\pm 1 kV$, фаза-фаза $1.2/50(8/20) Tr/Th$ μs (EN 61000-6-1, 6-2)
9	Несиметрия на напрежението	НН, СН: до 2% за 95% от седмицата, средни 10 минутни ефективни стойности; до 3% в някои места	2%	2% (IEC 61000-2-12)
10	Висши хармоници на напрежението	НН, СН: виж Табл. 27.2 и Фиг. 27.2	6% 5-ти, 5% 7-ми, 3.5% 11-ти, 3%-13-ти, THD $< 8\%$	5% 3-ти, 6% 5-ти, 5% 7-ми, 1.5% 9-ти, 3.5% 11-и, 3% 13-и, 0.3% 15-и, 2% 17-и (EN 61000-3-2)

27. Качество на електрическа енергия. Изменение и бързо изменение на напрежението

Табл. 27.2. Допустими относителни напрежения на поредните номера висши хармоници

Нечетни хармоници						Четни хармоници	
Не-кратни на 3			Кратни на 3				
Пореден номер h	Относително напрежение, %	Пореден номер h	Относително напрежение, %	Пореден номер h	Относително напрежение, %	Пореден номер h	Относително напрежение, %
5	6	17	2	3	5	2	2
7	5	19	1.5	9	1.5	4	1
11	3.5	23	1.5	15	0.5	6 ÷ 24	0.5
13	3	25	1.5	21	0.5		



Фиг. 27.2. Спектър на допустимите относителни напрежения на поредните номера висши хармоници и коефициента на общо хармонично изкривяване на напрежението THD_U

27.3. Изменение и бързо изменение на напрежението

Номиналното напрежение U_n за електрически мрежи ниско напрежение е 400/230 V (трифазно/еднофазно).

Един от важните показатели за качество е **изменението на напрежението** δU (в по-стари стандарти и литературни източници - „отклонение на напрежението“). Представлява разликата между действителната U и номиналната U_n стойност на напрежението:

$$\delta U = U - U_n, V. \quad (27.3)$$

Най-често изменението на напрежението се изразява в проценти от номиналното напрежение U_n с израза:

$$\delta U = \frac{U - U_n}{U_n} \cdot 100, \% . \quad (27.4)$$

Изменението на напрежението извън допустимите граници води до влошаване на технико-икономическите показатели на електропотребителите, поради което е наложително контролиране и поддържане на δU в предписания диапазон – табл. 27.1.

Бързото изменение на напрежението (в по-стари стандарти и литературни източници - „колебание на напрежението“), съгласно утвърдения стандарт БДС EN 50160:2010 [2], се дефинира като единично бързо изменение на ефективната стойност на напрежението U между две стационарни нива на напрежението с определена, но не точно зададена продължителност. В литературата бързото изменение (колебание) на напрежението се отбелязва с ∇U . При нарушаване на нормалния режим на работа на консуматорите и хранящия източник, напрежението се изменя сравнително бързо, рязко и кратковременно. Изразено в проценти, бързото изменение на напрежението може да се даде с уравнението:

$$\nabla U = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_n} \cdot 100, \% , \quad (27.5)$$

където U_{max} и U_{min} са максималното и минималното напрежение при неговото изменение, а U_n – номиналното напрежение.

В табл. 27.1 са дадени допустимите съгласно нормативните изисквания стойности на бързите изменения на напрежението за мрежи ниско и средно напрежение.

Най-честите причини за поява на ∇U са: къси съединения в консуматори, в хранящ източник и/или линия; работа на мощни консуматори с рязко променлив режим на работа (товар) – работа на асинхронни и синхронни електродвигатели, заваръчни агрегати, електродъгови пещи, мощни ескалатори, полупроводникови преобразуватели и др. Бързите изменения на напрежението оказват неблагоприятно въздействие върху работата на електропотребителите, като при някои (осветителни уредби с нажежаеми и нажежаеми халогенни лампи) чувствително се съкращава времето на експлоатация.

28. КОЛИЧЕСТВЕНА ОЦЕНКА НА КАЧЕСТВОТО НА НАПРЕЖЕНИЕ. ОЦЕНКА НА ЗАГУБИТЕ ОТ ВЛОШЕНО КАЧЕСТВО НА НАПРЕЖЕНИЕТО

28.1. Критерии за количествена оценка за качеството на напрежението

Изменението на напрежението е случайна величина, която зависи от времето и се изменя по закона за нормалното разпределение. Случайният характер се определя от това, че електрическите товари са също случайна величина във времето. Следователно за точна количествена оценка на δU се използват вероятно-статистически методи. Един от най-разпространените методи е методът на Айере [11,15,22]. Той включва два показателя за количествена оценка на качеството на напрежение: нееднаквост N и средно изменение на напрежението δU_{cp} :

$$N = \delta U_{cp.кв.}^2 = \frac{100^2}{T} \cdot \int_0^T \left(\frac{U - U_n}{U_n} \right)^2 \cdot dt, \%^2; \quad (28.1)$$

$$\delta U_{cp.} = \frac{100}{T} \cdot \int_0^T \frac{U - U_n}{U_n} \cdot dt, \% , \quad (28.2)$$

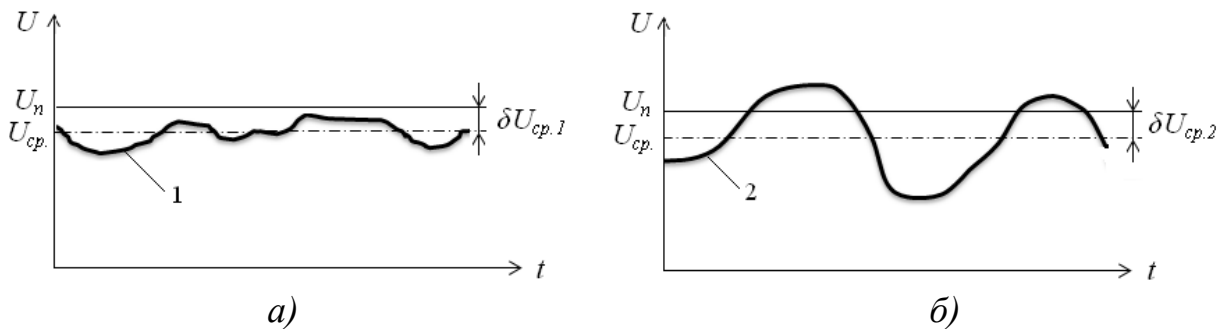
където: U е текущата стойност на напрежението във V , T – продължителност на интервала от време, през който е контролирано изменението на напрежението в s .

Средното изменение на напрежението δU_{cp} представлява математическото очакване на посочената случайна величина, а нееднаквостта N е квадрата на средноквадратичната стойност на случайната величина изменение на напрежението – формули (28.1) и (28.2). Например нееднаквост $N = 10 \%^2$ отговаря на добро качество на напрежението, а $N = 100 \%^2$ – на много лошо такова.

При голяма стойност на средното изменение на напрежението δU_{cp} от номиналната му стойност, качеството на напрежението може да се подобри с използване на устройство, което създава постоянна нерегулируема добавка на напрежение (с положителен или отрицателен знак).

Оценката на качеството на напрежението по средно изменение δU_{cp} не е достатъчно детайлна, т.к. не се отчита продължителността и големината на всички изменения през изследвания период T . На фиг. 28.1а и фиг. 28.1б е показано примерно изменение на напрежението, при което $\delta U_{cp.1} = \delta U_{cp.2}$. Независимо, че двете средни изменения на напрежението са равни, то напрежението $\delta U_{cp.1}$ по крива 1 е по-качествено от напрежението $\delta U_{cp.2}$ по кри-

ва 2, което може да се установи чрез сравняване на средно-квадратичните изменения на напреженията $\delta U_{\text{ср.кв.1}} < \delta U_{\text{ср.кв.2}}$ или нееднаквостта N.



Фиг. 28.1. Пример за сравнение на качеството чрез средно-квадратичните изменения при еднакви средни изменения на напрежението

Стандартното отклонение на случайната величина σ може да се приеме за „средно квадратично отклонение“ - $\delta U_{\text{ср.кв.}}$ на случайната величина:

$$\sigma = \sqrt{\delta U_{\text{ср.кв.}}^2 - \delta U_{\text{ср.}}^2}; \quad \sigma^2 = \delta U_{\text{ср.кв.}}^2 - \delta U_{\text{ср.}}^2. \quad (28.3)$$

Измененията на напрежението се дължат на действието на голям брой случайни фактори, като вида на технологичния процес, дневен и нощен период. Оценката на качеството на напрежението може да се извърши чрез построяване хистограма на изменението на напрежението и изследване на гореописаните показатели [11,15].

28.2. Оценка на загубите от влошено качество на напрежението

Интегрален показател и характеристика на режима на електрическата мрежа в промишленото предприятие, от гледна точка на качеството на захранващото напрежение, са загубите на предприятието от влошено качество на напрежение – $Z = f(\delta U)$:

$$Z = k_1 \cdot \delta U_{\text{ср.}} \cdot W + k_2 \cdot \delta U_{\text{ср.кв.}}^2 \cdot W, \quad (28.4)$$

където:

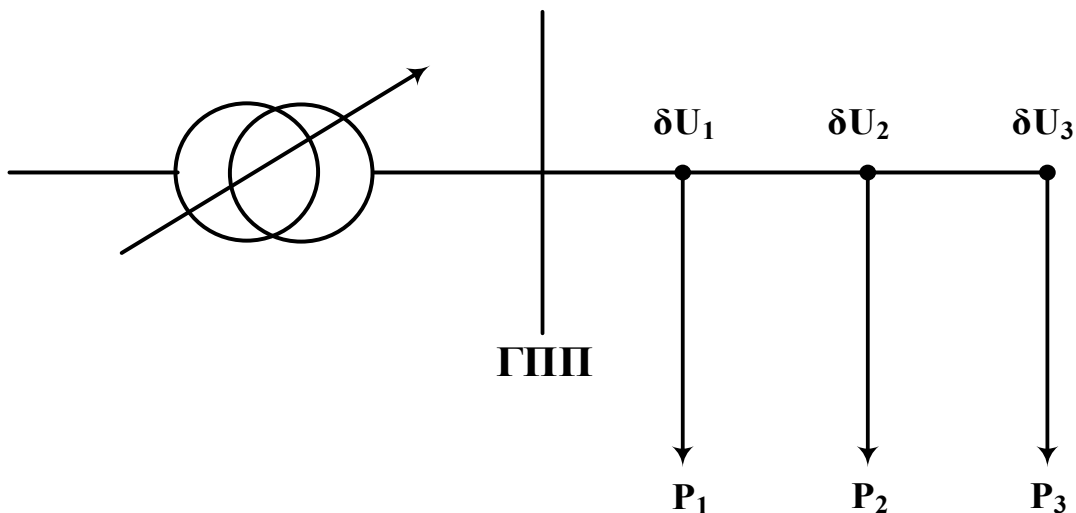
- k_1 и k_2 – коефициенти, които се определят експериментално за консуматори в различни видове производства;
- W – годишна консумация на електрическа енергия;
- $\delta U_{\text{ср.}}$ и $\delta U_{\text{ср.кв.}}$ – измерват се с интегрален волтметър или енергиен анализатор.

На практика при оптималното напрежение на консуматорите $U_{\text{опт}} = U_{\text{н}}$ и $k_1 = 0$, тогава:

$$З = k_2 \cdot \delta U_{\text{ср.кв}}^2 \cdot W . \quad (28.5)$$

При възможност за плавно регулиране на напрежението под товар, оптималният режим на регулиране може да се определи от условието за минимални загуби $З = \min$. Например за ГПП със силов товар и възможност на трансформаторите за регулиране под товар (с Янсенов регулатор) – фиг. 28.2, захранваща „n“ на брой консуматори с изменящи се във времето електрически товари на клоновете $P_i(t)$:

$$З = \sum_{i=1}^n \int_t^{t+T} k_i P_i(t) \cdot \delta U_i^2(t) dt = \min . \quad (28.6)$$



Фиг. 28.2. Примерна схема на ГПП с възможност за регулиране на напрежението на трансформаторите под товар

Обикновено се приема, че k е еднакъв за всички консуматори в ГПП и тогава загубите за период от време T са минимални когато във всеки момент от времето е спазено условието:

$$\sum \delta U_i^2 \cdot p_i = \min , \quad (28.7)$$

където:

$$\delta U_i = \delta U_i' + \delta U_p , \quad (28.8)$$

където:

- $\delta U_i'$ – напрежение на клемите на консуматорите;
- δU_p – добавка на напрежение от Янсеновия регулатор.

За решаване на оптимизационната задача (28.7) се извършва диференциране на (28.8) спрямо δU_p и приравняване на нула, при което се получава:

$$(\delta U_1' + \delta U_p) \cdot p_1 + (\delta U_2' + \delta U_p) \cdot p_2 + (\delta U_3' + \delta U_p) \cdot p_3 = 0. \quad (28.9)$$

Решението на уравнение (28.9) спрямо моментната стойност на добавката на напрежение δU_p представлява оптимално решение за минимум на „З“, получен чрез добавката на δU_p на шините на ГПП (фиг. 28.2):

$$\frac{dZ}{d(\delta U_p)} = 0 \quad \rightarrow \quad \delta U_p = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot \delta U_i}{\sum_{i=1}^n p_i}. \quad (28.9)$$

Изчислената оптимална добавка на напрежение δU_p от Янсеновия регулатор на трансформатора в ГПП осигурява оптимален режим на напрежението на хранващите шини с минимални загуби на промишленото предприятие от влошено качество на напрежението.

29. ИЗТОЧНИЦИ НА ВИСШИ ХАРМОНИЦИ В ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНАТА СИСТЕМА НА ПРОМИШЛЕНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

29.1. Общи сведения

В електроснабдителните системи непрекъснато се увеличава броят и мощността на консуматорите с нелинейна волт-амперна характеристика. Вентилните преобразуватели (токоизправителни уредби, преобразуватели на честота, преобразуватели на броя на фазите, регулатори на напрежение), електродъговите пещи, заваръчните агрегати и газоразрядните светлинни източници са най-разпространените консуматори с нелинейна волт-амперна характеристика. Тези консуматори независимо от това, че се захранват със синусоидално напрежение, са източници на висши хармоници на тока в електроснабдителните системи. Хармониците на тока причиняват спадове на напрежения в съпротивленията на електрическата верига, които се наслаgват със захранващото напрежение с основна честота 50 Hz и изкривяват (деформират) синусоидалната напрежението [11,27].

Периодичната несинусоидална функция на тока отговаря на условията на Дирихле и може да се разложи в следния ред на Фурие:

$$f(\omega t) = A_0 + \sum_{v=1}^n (a_v \cos v\omega t + b_v \sin v\omega t), \quad (29.1)$$

където:

A_0 е постоянната съставка;

v - поредният номер на хармоника ;

ω - ъгловата честота;

a_v, b_v - коефициентите от реда на Фурие за съответния v .

Съставящата с номер $v=1$ се нарича първи или основен хармоник. Останалите съставящи от реда се наричат висши хармоници.

29.2. Източници на висши хармоници

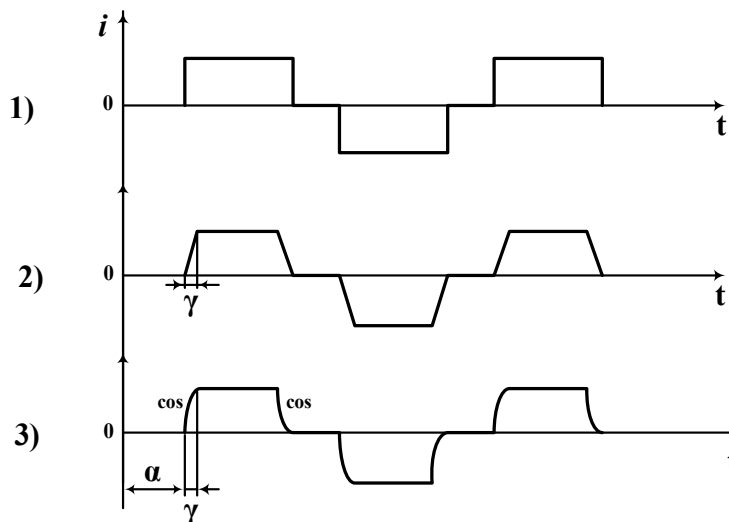
а) полупроводникови изправители и преобразуватели (вентилни преобразуватели)

Те се използват в металургията и се характеризират с нелинейна ВАХ. Обикновено те са тиристорни и са основни източници на висши хармоници. Най-често употребявани схеми на такива изправители са: схема „Ларионов“, шест-фазна нулева схема и схема с уравнителни реактори. При разлагане на кривите на първичните токове на тези изправителни уредби и схеми се показва, че освен основния хармоник съществуват и хармоници от по-висок ред. Поредният номер на които в този случай се определя с равенството:

$$v = k \cdot m \pm 1, \quad (29.2)$$

където:

k – последователен ред на числата ($k = 1, 2, 3, 4, \dots$);
 m – брой на фазите на изправителя.



Фиг. 29.1. Видове комутация при полупроводников изправител

Разлагането на формата на първичния ток на шестфазен вентилен изправител в ред на Фурие показва, че амплитудата и фазата на висшите хармоници (ВХ) зависят от ъгъла на комутация „ γ “ и ъгъла на регулиране (управление) „ α “ – фиг. 29.1. Разглеждат се три случая на комутация (превключване):

1) Предполага се, че комутацията протича по права линия и кривата на променливия ток има симетрична правоъгълна форма, ъгълът на комутация $\gamma=0$, т.е. комутацията не се отчита. Токът на v -тия хармоник се определя по формулата:

$$i_v = \frac{I_v}{v}. \quad (29.3)$$

2) Комутацията е опростена по права линия в рамките на ъгъла на комутация „ γ “, токът ще бъде:

$$I_v = \frac{I_1}{v} \cdot \frac{\sin \frac{v \cdot \gamma}{2}}{\cos \frac{\alpha}{2}} \quad \text{за четни и} \quad I_v = \frac{I_1}{v} \cdot \frac{\cos \frac{v \cdot \gamma}{2}}{\cos \frac{\alpha}{2}} \quad \text{за нечетни ВХ.} \quad (29.4)$$

3) Комутацията се извършва по косинусоида: I_v се получава чрез разлагане в ред на Фурие. Изследванията показват, че първичните токове на изправителите съдържат освен хармоници, получени по (29.2), така също и аномални (за вентилни преобразуватели) хармоници – четни и кратни на 3. Аномалните хармоници се получават в следствие на асиметричните импулси за управление.

29. Източници на висши хармоници в електроснабдителната система на ПП

Табл 29.1. Основни характеристики на първичния ток на преобразувателните трансформатори при идеално изправен ток

№	Схема на токоизправителя	Брой на фазите на изправяне (m)	Първичен ток на преобразувателния трансформатор		
			$k = \frac{k_{TP} I_1}{I_d}$ (при $k_{TP}=1$)	номер на хармоника (v)	коэф. на изкривяване на тока $k_o = I_1/I$
1	Еднофазен еднополупериоден токоизправител	1	1,21	2,3,4,5, ...	0,9
2	Еднофазен двуполупериоден токоизправител със средна точка	2	1,11	3,5,7, ...	0,9
3	Еднофазен мостов двуполупериоден токоизправител	2	1,11	3,5,7, ...	0,9
4	Трифазен еднополупериоден токоизправител с изведена нулева точка и вторична намотка на трансформатора, свързана в зигзаг	3	0,47	2,4,5,7, 8,10, ...	0,83
5	Трифазен мостов токоизправител	6	0,82	5,7,11,13, ...	0,96
6	Шестфазен токоизправител с изравнителен реактор	6	0,41	5,7,11,13, ...	0,96
7	Дванадесетфазен токоизправител с паралелно свързани мостови схеми	12	0,79	11,13,23,25, ...	0,989
8	Дванадесетфазен токоизправител с последователно свързани мостови схеми	12	1,6	11,13,23,25, ...	0,989

В табл. 29.1 са представени основни характеристики на несинусоидалния първичен ток на преобразувателните трансформатори на различни видове токоизправители [11].

б) дъгови и съпротивителни електрически пещи

Те се използват в машиностроенето и металургичната промишленост. Поради нелинейната ВАХ на електрическата дъга, дъговите пещи генерират висши хармоници на тока, чиято форма от значителна степен зависи от режима на работа на дъгата и от различните периоди на топене. Номерата на висшите хармоници при електродъговите пещи се определят по следната формула:

$$v = 6 \cdot k \pm 1. \quad (29.5)$$

Относителната стойност на амплитудата на тока се определя с израза:

$$I_v = \frac{I_1 \cdot k_\delta}{v^2}. \quad (29.6)$$

Коефициентът k_δ във формула (29.6) е функция на отношението на противоелектродвижещото напрежение на дъгата E_0 и е.д.н. на захранващата система – E_m ($k' = \frac{E_0}{E_m}$) и съотношението на индуктивното и активното съпротивление във веригата на дъгата $\frac{x_k}{r_k}$, т.е. $k_\delta = f(k', \frac{x_k}{r_k})$, като $k'=0,3 \div 0,4$ в началния период на топене в пещта и $k'=0,05 \div 0,1$ – при завършване на топенето.

29. Източници на висши хармоници в електроснабдителната система на ПП

Мощността на съпротивителните пещи се регулира с помощта на тиристорни регулатори. Ефективните стойности на тока на съпротивителните пещи с тиристорни регулатори на мощността се определят, както следва:

- единични съпротивителни пещи:

$$I_v = \frac{b \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot v}; \quad (29.7)$$

- група съпротивителни пещи, включени на общи шини:

$$I_v = \frac{b \cdot \sqrt{\sum_{k=2}^n S_{mpk}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot v}, \quad (29.8)$$

където:

$S_{mp.k}$ е мощността на k -тия пещен трансформатор;

n - броят на пещите, включени на общи шини;

b - експериментално определен параметър ($b = 0,7$ при $v = 5, 7, 11$ и 13 ; $b=0,1$ при $v = 2, 3$ и 4).

в) заваръчни агрегати:

Агрегатите за дъгова и контактна електрозаварка са източници на висши хармоници на тока в резултат на възникващата електрическа дъга и захранващите източници.

Електродъговата заварка се осъществява с използването на захранващи източници с постоянно напрежение (най-често токоизправители с трифазна мостова схема) или с променливо напрежение (едно или трифазни заваръчни трансформатори).

Съществено влияние върху големината на хармониците на тока оказват следните режими на работа на токоизправителите:

- режим на двувентилна комутация с прекъсване на тока при малки товари (А) (този режим няма практическо значение);

- режим на смесена дву- и тривентилна комутация при средни по големина товари (В): генерират се следните хармоници: 5-ти с нестабилна големина (20-45% от I_1); 7-ми с нестабилна големина (5-20% от I_1); 11, 13, 17-ти (около 5%);

- режим на тривентилна комутация при големи товари (С): генерират се нечетни хармоници на тока с номера, които се определят с формула (29.5) и големини:

$$I_v = \frac{I_1}{v^2}. \quad (29.9)$$

При заваряване с електроди, захранвани от еднофазни заваръчни трансформатори, се появяват основно 3-и, 5-и, 7-и и 9-и хармоник на тока, чиято големина се определя с израза:

$$I_v \approx \frac{0,3 \cdot I_1}{v^2}. \quad (29.10)$$

Мощността на агрегатите за контактна (точкова, шевна, челна и др.) електрозаварка се регулира плавно с помощта на фазно тиристорно управление: генерират се 3-ти, 5-ти, 7-ми хармоник.

Експерименталните изследвания потвърждават, че всички агрегати за дъгова и контактна електрозаварка генерират и анормални хармоници.

г) газоразрядни светлинни източници и тяхната пусковорегулираща апаратура (ПРА)

В резултат на дъговия разряд газоразрядните светлинни източници имат нелинейна волт-амперна характеристика и генерират висши хармоници на тока. Те са източници на хармоници, при които определящи са 3 и 5 хармоник. Трети хармоник съставлява (5÷20)% от тока на първия хармоник, а 5-ят хармоник е в границите (1÷6)%. Останалите хармоници оказват незначително влияние, по-малко от 1%. Големината на висшите хармоници зависи от мощността на лампата и от типа на ПРА.

Табл. 29.2. Спектър и големина на хармониците на тока на осветителни тела с газоразрядни светлинни източници

v	Осветителни тела с луминесцентни лампи с баластно съпротивление		Осветителни тела с газоразрядни лампи с високо налягане		
	индуктивно	индуктивно-капацитивно	живачни лампи без компенсация	живачни лампи с компенсация	натриеви лампи с компенсация
3	4	16-21	6,2-9	18	19
5	0,6	0,9-3	1,2-2,5	5,8-7,2	9,5
7	0,2	0,5-1,2	0,5-0,8	1,0-5,2	1,0-4,4
9	0,2	0,1-0,6	0,2-0,4	1,0-1,4	2,4-3,0
11	-	0,3-1,1	0,2	5,4-8,8	11
13	-	0,2-0,3	-	2,6-8,8	4,5-5,9
15	-	0,2	-	0,2-0,4	0,6-0,7
17	-	0,4	-	1,0-4,4	6,6-7,4
19	-	0,5	-	0,1-1,0	2,2-3,4
21	-	0,7	-	0,8-9	0,7-7,2
23	-	-	-	5-9,4	7-10
25	-	-	-	0,1-1,0	3-10
27	-	-	-	1,5-10,5	1-9
29	-	-	-	1,1-2,0	4,2-5,5
31	-	-	-	2,4-4,6	7,2-10,5
33	-	-	-	1,6-3,4	0,2
35	-	-	-	0,3-1,0	0,5-2
37	-	-	-	2,5-4,1	5,0-8,6
39	-	-	-	1,5-4,6	1,7-3,6

В табл. 29.2 са дадени спектърът и големината на хармониците на тока на осветителни тела с газоразрядни светлинни източници, определени чрез експериментални изследвания.

30. НИВО НА ВИСШИТЕ ХАРМОНИЦИ. НАЧИНИ И СРЕДСТВА ЗА ОГРАНИЧАВАНЕТО ИМ В ЕСПП

30.1. Нормативни изисквания за нивото на висшите хармоници

Нормативни изисквания към нивата на висши хармоници на тока са посочени в БДС EN 61000-3-2 Електромагнитна съвместимост (ЕМС) Част 3-2: Гранични стойности - Гранични стойности за излъчвания на хармонични съставлящи на тока (входен ток на устройства/съоръжения до и включително 16 А за фаза) [8]. Целта на този стандарт е въвеждане на гранични стойности за излъчване на хармоници от устройства/съоръжения, работещи в областта им на приложение, като се държи сметка за наличието на излъчвания и от други устройства/съоръжения. Спазването на тези гранични стойности гарантира, че нивата на смущаващи въздействия от хармоници няма да превишават нивата на съвместимост, определени в IEC 61000-2-2 [7].

В стандарта се дефинира общ коефициент на хармонични съставлящи (коефициент на нелинейни изкривявания) THD, като отношение на ефективната (r.m.s.) стойност на сумата на хармоничните съставлящи (в този контекст хармоничните съставлящи на тока I_h с порядък от 2 до 40), към ефективната стойност на основната съставляща I_1 :

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2}. \quad (30.1)$$

В БДС EN 61000-3-2 за целта на ограничаване на хармоничните съставлящи на тока устройствата/съоръженията се класифицират по следния начин [8]:

Клас А:

- симетрични трифазни устройства/съоръжения;
- битови и подобни електрически уреди, с изключение на устройства/съоръжения, класифицирани в клас D;
- инструменти, с изключение на преносими инструменти;
- устройства за регулиране силата на светлината на лампи с нажежаеми жички;
- аудиоустройства/съоръжения.

Устройства/съоръжения, които не са класифицирани в нито един от другите три класа, трябва да се разглеждат като устройства/съоръжения от клас А.

Клас В:

- преносими инструменти;

30. Ниво на висшите хармоници. Начини и средства за ограничаването им в ЕСПП

- устройства/съоръжения за електродъгово заваряване, които не са за професионална употреба.

Клас С:

- устройства/съоръжения за осветление.

Клас D:

Устройства/съоръжения с мощност, която е по-малка от или равна на 600 W, от следния вид:

- персонални компютри и монитори на персонални компютри;
- телевизионни приемници.

Гранични стойности за устройства/съоръжения клас А

За устройства/съоръжения клас А хармоничните съставлящи на входния ток не трябва да превишават стойностите, дадени в табл. 30.1.

Гранични стойности за устройства/съоръжения клас В

За устройства/съоръжения клас В хармоничните съставлящи на входния ток не трябва да превишават стойностите, дадени в табл. 30.1, умножени с коефициент 1,5.

Гранични стойности за устройства/съоръжения клас С

а) активна входна мощност > 25 W

За устройства/съоръжения за осветление, които имат активна входна мощност по-голяма от 25 W, хармоничните съставлящи на тока не трябва да превишават относителните гранични стойности, дадени в табл. 30.2.

Въпреки това, граничните стойности, дадени в табл. 30.1, се отнасят за устройства за осветление с нажежаема жичка, които имат вградени регулатори на светлина или се състоят от регулатори на светлина вградени в корпус.

За разрядни устройства/съоръжения за осветление, които имат вграден регулатор на светлината или които се състоят от независими регулатори на светлина, или регулатори на светлина, вградени в корпус, се прилагат следните условия:

- стойностите на хармоничните съставлящи на тока за максимални условия на натоварване, получени от граничните стойности, изразени в проценти, които са дадени в табл. 30.2, не трябва да бъдат превишавани;
- за всяка позиция на устройството за регулиране силата на светлината стойностите на хармоничните съставлящи на тока не трябва да превишават стойността на тока, позволена при условия на максимален товар;

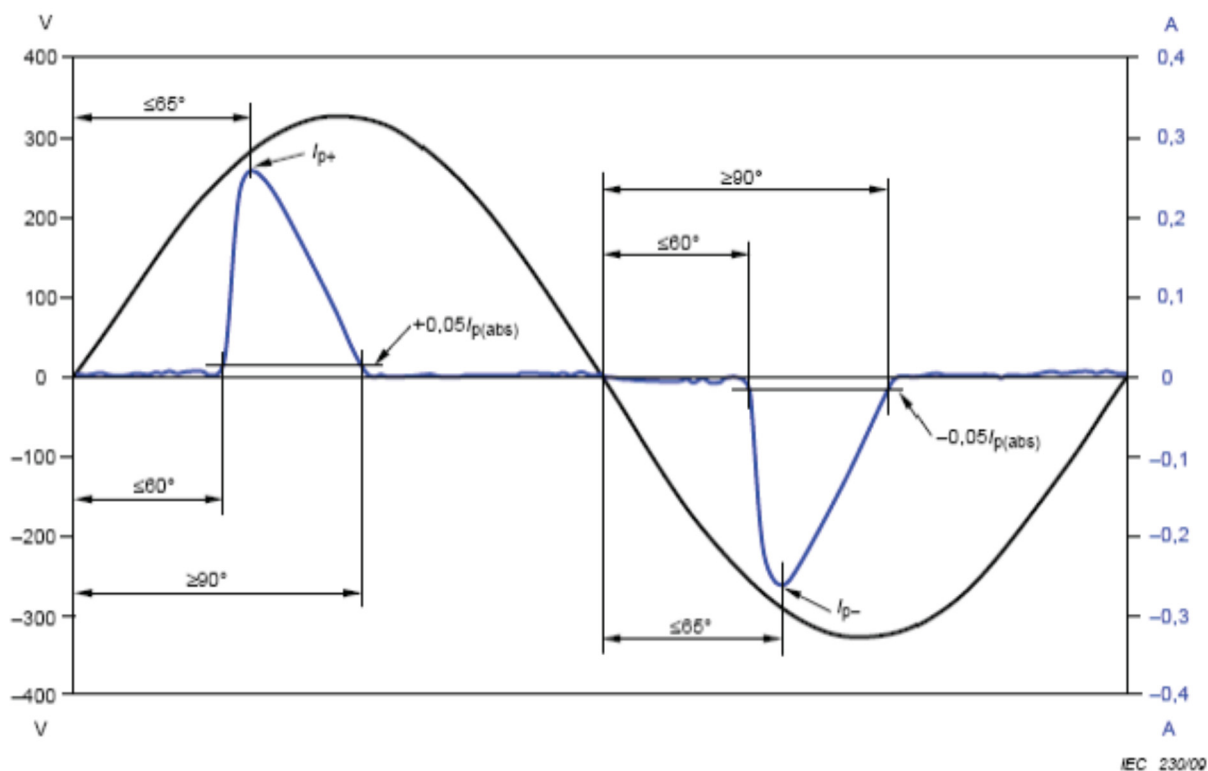
б) активна входна мощност < 25 W

Разрядни устройства/съоръжения за осветление, които имат активна входна мощност, по-малка от или равна на 25 W, трябва да отговарят на едно от следните две изисквания:

- хармоничните съставлящи на тока не трябва да превишават граничните стойности, зависими от мощността, дадени в табл. 30.3, колона 2;

30. Ниво на висшите хармоници. Начини и средства за ограничаването им в ЕСПП

- третата хармонична съставяща на тока, изразена в проценти от основния ток, не трябва да превишава 86 % и петата хармонична съставяща на тока не трябва да превишава 61 %. Също така формата на вълната на входния ток трябва да бъде такава, че да достига до 5 % токов праг преди или при 60° , да има последната си върхова стойност преди или при 65° и да не пада под 5 % токов праг преди 90° , да клони към нула на основното захранващо напрежение. Токовият праг е 5 % от най-високата абсолютна върхова стойност, която се появява при измервателния импулс, и измерванията на фазовия ъгъл са направени в цикъла, който включва тази абсолютна върхова стойност – фиг. 30.1.



ЗАБЕЛЕЖКА: $I_{p(abs)}$ е по-голямата абсолютна стойност от I_{p+} и I_{p-}

Фиг. 30.1. Илюстрация на относителния фазов ъгъл и параметрите на тока за устройства/съоръжения клас C, с активна входна мощност по-малка от 25 W

Ако разрядни устройства/съоръжения за осветление имат вградени устройства за регулиране на светлина, измерването се извършва само при условия на пълен товар.

Гранични стойности за устройства/съоръжения клас D

За устройства/съоръжения клас D трябва да бъдат измерени хармоничните съставящи на тока и мощността. Входните токове при честотите на хармониците не трябва да превишават стойностите, които могат да се получат от табл. 30.3.

30. Ниво на висшите хармоници. Начини и средства за ограничаването им в ЕСПП

Табл. 30.1. Гранични стойности за устройства/съоръжения клас А и умножени по 1,5 – за клас В

Порядък на хармоника n	Максимално допустима хармонична съставляща на тока, А
Нечетни хармоници	
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \frac{15}{n}$
Четни хармоници	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \frac{8}{n}$

Табл. 30.2. Гранични стойности за устройства/съоръжения клас С

Порядък на хармоника n	Максимално допустима хармонична съставляща на тока, изразена в проценти от входния ток за ос- новната честота, %
2	2
3	$30 \cdot \lambda^*$
5	10
7	7
9	5
$11 \leq n \leq 39$ (само за нечетни хармо- ници)	3
* λ е фактор на мощността.	

Табл. 30.3. Гранични стойности за устройства/съоръжения клас D

Порядък на хармони- ка n	Максимално допустим ток на хармоника за ват, mA/W	Максимално допустим ток на хармоника, А
3	3,4	2,30
5	1,9	1,14
7	1,0	0,77
9	0,5	0,40
11	0,35	0,33
$11 \leq n \leq 39$ (само за нечетни хар- моници.)	$\frac{3,85}{n}$	Виж Табл. 30.1

30.2. Влияние на висшите хармоници върху режима на работа на електрообзавеждането [20]

Хармониците, разпространяващи се в разпределителните мрежи, предизвикват намаляване качеството на електрическата енергия, което може да предизвика редица отрицателни ефекти:

- увеличени загуби и претоварвания в разпределителните мрежи, поради увеличена ефективна стойност на тока;

- претоварвания в нулевите (неутрални) проводници в трифазни мрежи, поради сумиране на токовете с висши хармоници, кратни на три, които се генерират от еднофазни товари;

- претоварвания, вибрации и ускорено стареене на генератори, трансформатори и електродвигатели, както и увеличен шум на трансформаторите;

- претоварвания и ускорено стареене на кондензаторите за повишаване фактора на мощността;

- изкривяване формата на захранващото напрежение, което може да смущава работата на чувствителни потребители;

- смущения в комуникационните мрежи и телефонните линии;

- намаляване на точността на електроизмервателните уреди и влошаване на работата на телемеханичните устройства и релейната защита. Например: при индукционни електромери грешката в показанията се увеличава с 10 %; при измерване на несинусоидален ток с уред, който не изчислява неговата реална средноквадратична стойност (TRMS – True Root Mean Square), грешката може да достигне 40 %.

а) увеличение на загубите:

– в проводници

Активната мощност предавана към товара зависи от основната съставлящата I_1 на тока. Когато токът, потребяван от товара съдържа хармонични съставлящи ефективната стойност на тока I_{rms} , надвишава тази на I_1 .

Общият коефициент на хармонични изкривявания (THD) се определя с израза:

$$THD = \sqrt{\left(\frac{I_{rms}}{I_1}\right)^2 - 1}, \quad (30.2)$$

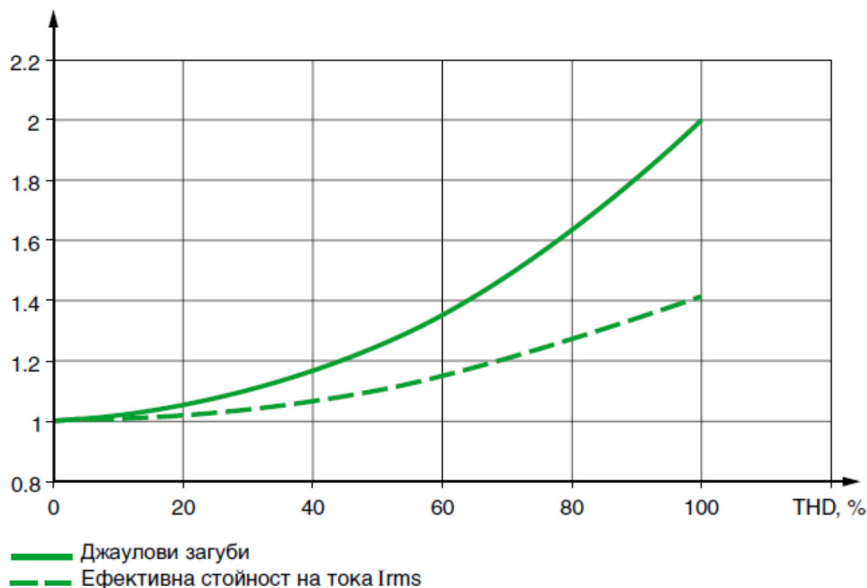
откъдето:

$$I_{rms} = I_1 \cdot \sqrt{1 + THD^2}. \quad (30.3)$$

На фиг. 30.2 са показани графики на изменение на ефективната стойност на тока I_{rms} и Джаулови загуби, в зависимост от общия коефициент на хармонични изкривявания на тока. Хармоничните съставлящи на токовете предизвикват увеличаване на Джауловите загуби във всички про-

30. Ниво на висшите хармоници. Начини и средства за ограничаването им в ЕСПП

водници, в които те протичат и допълнително повишаване на температурата в трансформатори, устройства, кабели и др.



Фиг. 30.2. Увеличаване ефективната стойност на тока и Джауловите загуби в зависимост от общия коефициент на хармонични изкривявания

– в асинхронни машини

Хармоничните съставлящи на напрежение, захранващо асинхронни машини, генерират в ротора токове с честота над 50 Hz и са причина за допълнителни загуби. Примери: захранващо напрежение с правоъгълна форма предизвиква 20 % увеличаване на загубите; захранващо напрежение с хармонична съставляща $u_5 = 8\%$ (от основното напрежение U_1), $u_7 = 5\%$, $u_{11} = 3\%$, $u_{13} = 1\%$, т.е. общ коефициент на хармонични изкривявания на напрежението $THDu = 10\%$, предизвиква допълнителни загуби от 6 %.

– в трансформатори

Хармоничните съставлящи на токовете, протичащи в трансформаторите, предизвикват увеличение на загубите в медта, поради ефекта на Джаул и увеличени загуби в „желязото“, поради вихрови токове. Хармоничните съставлящи на напреженията са причина за загуби в „желязото“ и от хистерезис. Обикновено се приема, че загубите в намотките нарастват пропорционално на квадрата на $THDi$, а загубите в магнитопровода – пропорционални на $THDu$.

– в кондензатори

Хармоничните съставлящи на напреженията, приложени към кондензатори, предизвикват появяване на токове пропорционални на честотата на тези хармоници. Тези токове предизвикват допълнителни загуби. Пример: захранващото напрежение съдържа следните хармоници: основно напрежение U_1 , хармонични съставлящи на напрежението $u_5 = 8\%$ (от U_1), $u_7 = 5\%$, $u_{11} = 3\%$, $u_{13} = 1\%$, т.е. общият коефициент на хармонични изкривява-

ния на напрежението $THDu = 10 \%$. Токът се увеличава 1.19 пъти, а Джауловите загуби – 1.19^2 , т.е. 1.4 пъти.

б) претоварвания:

– генератори

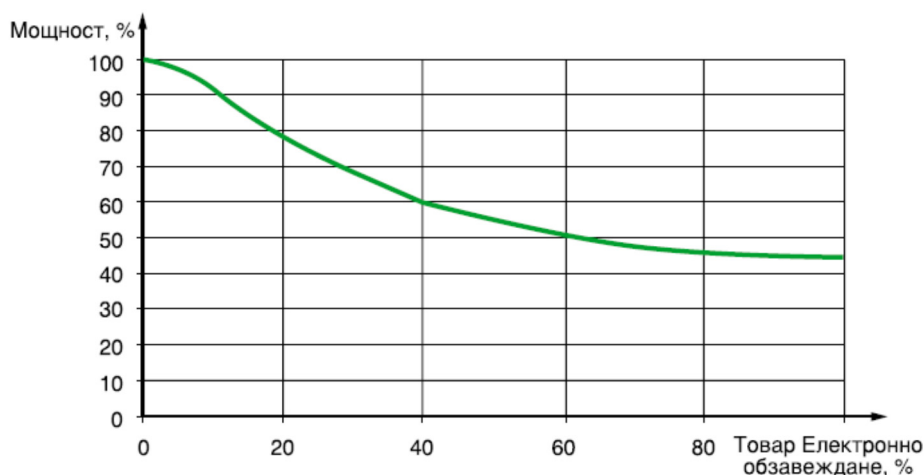
Номиналните характеристики (параметри) на генераторите, захранващи нелинейни товари, трябва да бъдат намалени поради допълнителните загуби, предизвиквани от протичане на хармоничните съставлящи на токовете. Работните параметри на генератора трябва да се намалят приблизително с 10 %, когато хармоничните съставлящи от нелинейни товари образуват 30 % от общия товар. Следователно трябва да се използва генератор с по-голяма мощност.

– източници на непрекъсваемо захранване (UPS)

Обикновено токът, потребяван от компютърни системи има много голям пик-фактор (отношение между стойността на амплитудата на тока и неговата ефективна стойност), т.е. формата силно се различава от синусоида и $THDi$ достига 100 и повече %. Затова източникът на непрекъсваемо захранване, чиито параметри се избират само с отчитане на ефективната стойност на основния ток, може да не осигури необходимия максимален ток и да се окаже претоварен.

– трансформатори

На фиг. 30.3 е показано необходимото намаляване на разполагаемата мощност на трансформатор, захранващ електронно обзавеждане. Пример: Ако трансформаторът захранва сумарен товар, от който 40 % се дължи на електронно обзавеждане, мощността, която може да осигури трансформаторът трябва да бъде намалена с 40 %.



Фиг. 30.3. Намаляване на разполагаемата мощност на трансформатор захранващ електронно обзавеждане

Стандартът UTE C15-112 регламентира зависимостта на коефициента на намаляване мощността на трансформатори от хармоничните съставлящи на тока:

$$k = \frac{1}{\sqrt{1 + 0.1 \left(\sum_{v=2}^{40} v^{1.6} \left(\frac{I_v}{I_1} \right)^2 \right)}} \quad (30.4)$$

Характерни стойности на k за:

- ток с правоъгълна форма (амплитуда на хармоника $1/v$ – характерно за всички токоизправители и индукционни пещи): $k = 0.86$;

- ток на честотен преобразувател (THD $\approx 50\%$): $k = 0.80$.

– **асинхронни машини**

Стандартът IEC 60892 определя термина претеглен коефициент на хармониците HVF (Harmonic Voltage Factor - коефициент на хармонични съставящи на напрежение). Максималната му стойност се определя по формулата:

$$HVF = \sqrt{\sum_{v=2}^{13} \frac{U_v}{v^2}} \quad (30.5)$$

Пример: Захранващото напрежение включва основно напрежение U_1 и хармонични съставящи на напрежението $u_3=2\%$ от U_1 , $u_5=3\%$, $u_7=1\%$. Общият коефициент на хармонични изкривявания на напрежението THDu=3.7%, а HVF=0.018. Тази стойност на HVF е много близка до максималната стойност, над която трябва да се извърши коригиране на работните параметри на разглежданата машина. На практика при захранване на асинхронна машина THDu не трябва да бъде по-голям от 10%.

– **кондензатори**

В съответствие със стандарт IEC 60831-1 (БДС EN 60831-1:2002/A1:2004), отношението между работната стойност на тока, протичащ през кондензаторите и номиналната му стойност I_{rms}/I_1 не трябва да бъде по-голямо от 1.3. Пример: хармоничните съставящи на напрежението са: $u_5 = 8\%$ (от U_1), $u_7 = 5\%$, $u_{11} = 3\%$, $u_{13} = 1\%$, т.е. общият коефициент на хармонични съставящи на изкривявания THDu = 10%, а отношението $I_{rms}/I_1=1.19$ при номинално напрежение. Ако напрежението надхвърли номиналното с 10% се получава гранична стойност на отношението $I_{rms}/I_1=1.3$ и е необходимо да се използват кондензатори с повишени характеристики.

Кондензаторите са особено чувствителни към хармоничните съставящи на захранващото напрежение поради това, че капацитивното реактивно съпротивление се намалява с увеличаване на честотата. На практика това означава, че само относително малък процент от хармоничните напрежения може да предизвика протичане на значителен ток в кондензаторната верига. Ако собствената резонансна честота на комбинацията „кон-

30. Ниво на висшите хармоници. Начини и средства за ограничаването им в ЕСПП

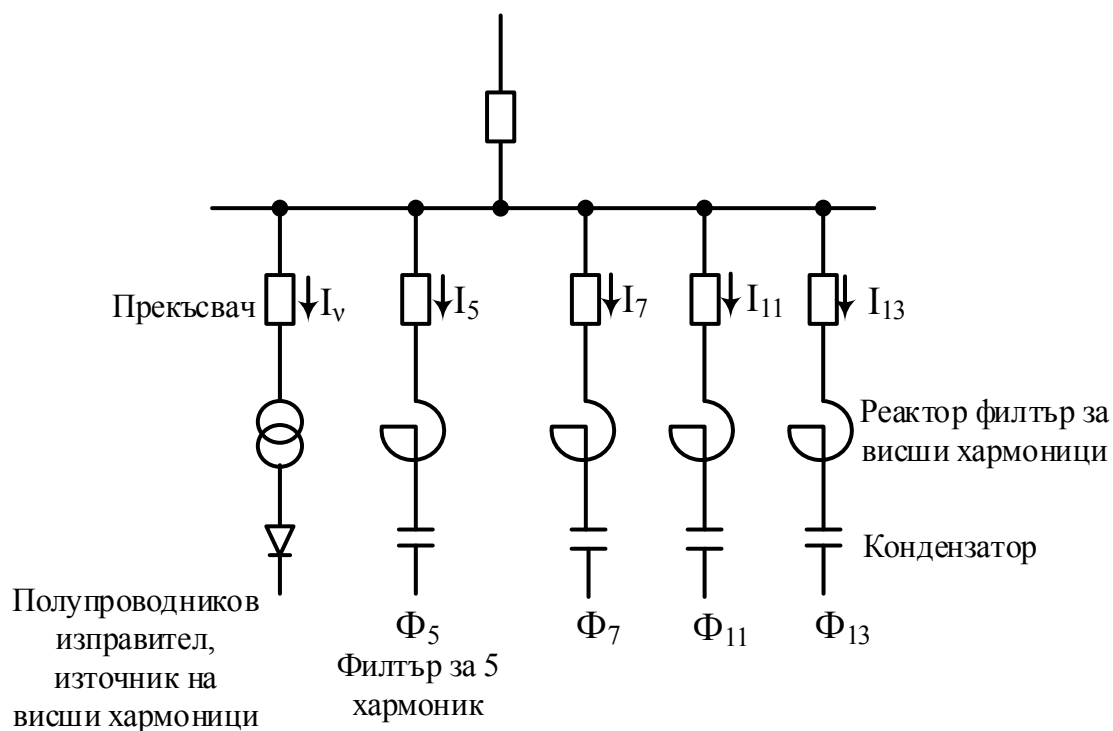
дензаторна батерия / реактивно съпротивление на енергийната система” е близка до честотата на конкретния хармоник, възниква частичен резонанс с повишени стойности на напрежението и тока при честотата на хармоника. В дадения случай увеличеният ток предизвиква прегряване на кондензатора, с постепенно влошаване на диелектричните му свойства (за 2 години, $\text{tg } \delta$ се увеличава около 2 пъти), което може да доведе до повреда.

– неутрални (нулеви) проводници

Проблемът с влиянието на третия и неговите кратни хармоници на тока, които в трифазни уредби се сумират в неутралата и я претоварват, е подробно описан в т. 21.9 на настоящия учебник.

30.3. Начини и средства за ограничаване на висшите хармоници:

- увеличаване на броя на фазите на изправителите – това подобрява формата на синусоидата на напрежението;
- реализиране на многофазен еквивалентен режим на работа на полупроводниковите изправители с подходящи схеми със специализирани преобразователни трансформатори за 12-, 18-, 24-, ...фазно изправяне;
- съставяне на рационална схема на електроснабдяване (повишаването на мощността на късо съединение във възела, в който са включени нелинейните и останалите консуматори води до намаляване на коефициента на несинусоидалност);
- внедряване на филтри за минимизиране действието на висшите хармоници – фиг. 30.4.



Фиг. 30.4. Схема с филтри за висши хармоници

30. Ниво на висшите хармоници. Начини и средства за ограничаването им в ЕСПП

Комбинацията от реактор и кондензатор образуват филтър за висшите хармоници – фиг. 30.4. Филтърът е устройство от последователно свързани индуктивност (реактор) и капацитет (кондензатор), настроени в резонанс за определен хармоник. Филтърът образува верига с малко (почти нулево) съпротивление, паралелно на разглеждания източник на висши хармоници и отсейва (филтрира) хармоника на тока, за чиято честота е настроена.

В практиката се използват активни, пасивни и хибридни филтри за филтриране на висшите хармоници на тока [20].

а)пасивен филтър (фиг. 30.5):

- противодействие на хармониците

Присъствието на хармоници в захранващото напрежение предизвиква много висок ток през кондензаторите. Необходимата корекция се прави чрез изчисляване за средноквадратичната стойност на тока, 1.3 пъти по-голяма от номиналния ток. Всички последователни елементи, такива като съединения, стопяеми предпазители, прекъсвачи и т.н., свързани с кондензаторите, се оразмеряват с аналогично увеличение (от 1.3 до 1.5 пъти повече спрямо номиналната стойност).

Изкривяването на формата на вълната на напрежението от хармоници често се изразява в появяване на „пикове” и увеличаване амплитудата на нормалната синусоидална вълна. Тази възможност, заедно с други условия за пренапрежение, които могат да възникнат при противодействие на резонансни ефекти, както се описва по-долу, се отчитат при увеличаване нивото на изолация над нивото на изолацията за „стандартни” кондензатори. В много случаи тези две мерки са достатъчни за осигуряване на удовлетворителна работа.

- противодействие на резонансни ефекти

Кондензаторите са линейни реактивни устройства и следователно не генерират хармоници. Монтирането им в ЕСС (в която съпротивленията са предимно индуктивни), може да предизвика пълен или частичен резонанс при една от хармоничните честоти. Редът на хармоника h_0 на собствената резонанса честота между индуктивността на системата и кондензаторната батерия се определя по формулата:

$$h_0 = \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q}}, \quad (30.6)$$

където:

S_{sc} е нивото на мощността на късо съединение в мястото на свързване на кондензатора, kVA ;

Q – номиналната стойност на мощността на кондензаторната батерия, $kVAr$;

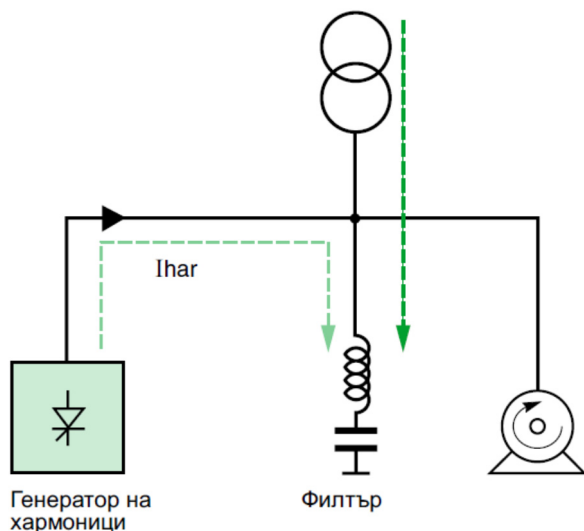
30. Ниво на висшите хармоници. Начини и средства за ограничаването им в ЕСПП

h_0 – редът на хармоника със собствената резонансна честота f_0 , т.е. $f_0/50$ за система с честота 50 Hz или $f_0/60$ – за 60 Hz.

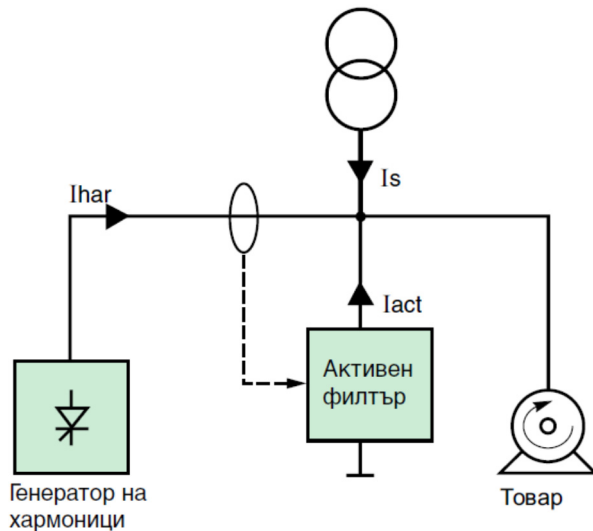
Например: При получено по формула (30.6) $h_0 = 2.93$, най-малката резонансна честота на комбинацията кондензатор – индуктивност е близка до честотата на хармоника от трети порядък на системата. От отношението $h_0 = f_0/50$, се определя $f_0 = 50 \times h_0 = 50 \times 2.93 = 146.5$ Hz.

Колкото е по-близка собствената резонансна честота до честотата на кой да е от хармониците, присъстващ в системата, толкова по-голям ще бъде нежеланият ефект. В посочения по-горе пример с голяма вероятност биха възникнали условия за резонанс с хармонична съставляща от трети порядък на изкривената вълна. В такива случаи е необходимо да се предприемат мерки за изменение на собствената резонансна честота до стойност, при която няма да се получава резонанс с някой от наличните хармоници. Това се постига чрез последователно свързване с кондензатора на индуктивна бобина, подтискаща хармоника.

В системи с честота 50 Hz, такива реактори често се настройват за получаване собствената резонансна честота на комбинацията кондензатор – на батерия + реактори до 190 Hz. Тези честоти съответстват на стойност $h_0 = 3.8$ за система с $f = 50$ Hz, т.е. приблизително по средата между хармониците от трети и пети порядък. В такава схема присъствието на реактор увеличава тока с основна честота (50 Hz) с малка стойност (7÷8)%, а също и напрежението на кондензатора в същата пропорция. Тази характеристика се отчита, например, чрез използването на кондензатори, които са проектирани за работа при напрежение 440 V за система 400 V.



Фиг. 30.5. Пасивен филтър



Фиг. 30.6. Активен филтър

б) активен филтър (фиг. 30.6)

Активните филтри са основани на използването на силова електроника. Обикновено те се монтират паралелно с нелинейния товар. Активните филтри анализират хармониците, предизвикани от товара, а после пода-

30. Ниво на висшите хармоници. Начини и средства за ограничаването им в ЕСПП

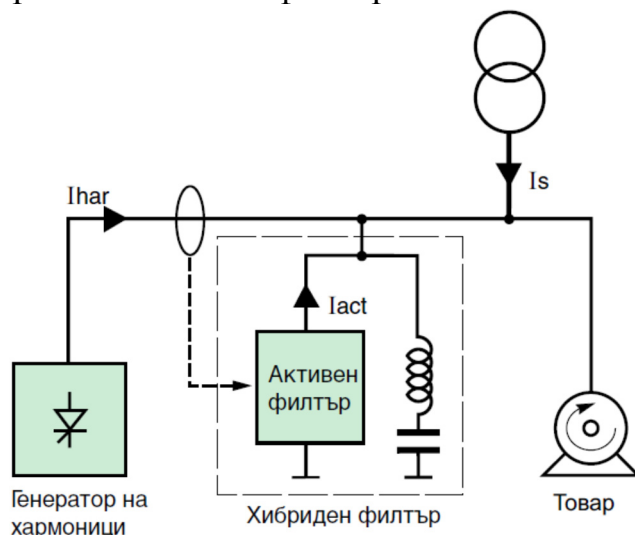
ват същия хармоничен ток към товара с подходяща фаза. В резултат, хармоничните токове напълно се неутрализират. Това означава, че те не могат повече да протичат нагоре към захранващия източник и не се захранват от него.

Основното предимство на активните филтри е, че гарантират ефективна компенсация на хармониците дори и при извършване на промени в уредбата. Те са изключително лесни за експлоатация и се характеризират със следните свойства:

- автоматично настройване на конфигурацията при хармонични товари независимо от порядъка на хармониците;
- отстраняване на рисковете от претоварване;
- съвместимост с електрическите генератори;
- свързване към произволна точка на електрическата мрежа;
- няколко филтъра могат да се използват в една и съща уредба за повишаване на ефективността при отстраняване на хармониците (например, когато се монтира нова машина);
- могат също да осигурят компенсация и на фактора на мощността.

в) хибриден филтър (фиг. 30.7)

Този тип филтър обединява предимствата на пасивния и активния филтър. Дадена честота се филтрира от пасивния филтър, а всички други честоти се филтрират от активния филтър.



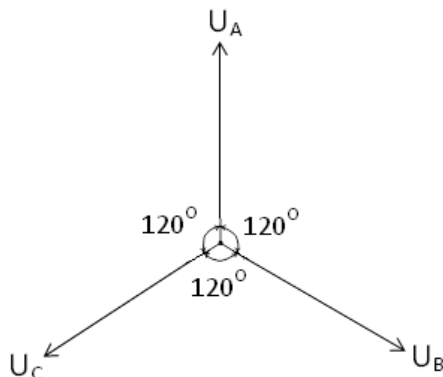
Фиг. 30.7. Хибриден филтър

В големи сгради с обща пълна мощност на нелинейни товари под 200 kVA се използват активни филтри. В промишлените предприятия с обща пълна мощност на нелинейни товари над 200 kVA се използват пасивни или хибридни филтри за висши хармоници, които често са комбинирани с устройствата за компенсиране на реактивните товари.

31.НЕСИМЕТРИЯ НА НАПРЕЖЕНИЯТА И ТОВАРИТЕ В ЕСПП

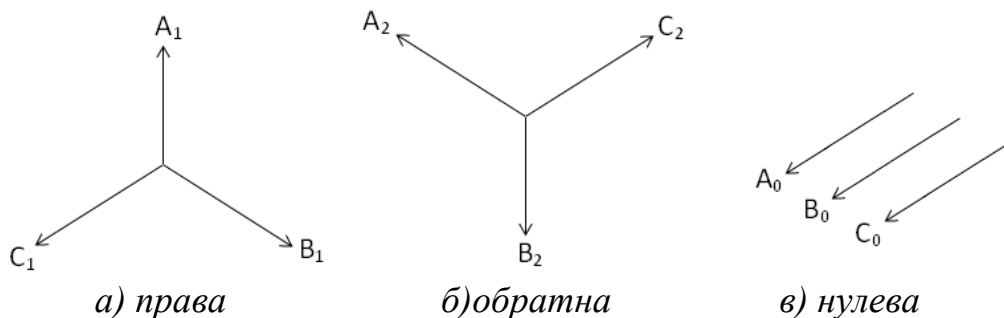
31.1. Симетрична и несиметрична трифазна система

Симетрична многофазна система се нарича тази система, в която напреженията (или токовете) на всички фази са равни по големина (модул) и отместени по фаза едно спрямо друго на еднакъв ъгъл, равен на 120° при трифазна система – фиг. 31.1.



Фиг. 31.1. Симетрична система от напрежения

Несиметрична е тази система, която не отговаря на нито едно от горните условия. Изследването на трифазна несиметрична система се извършва чрез разлагане на сума от три симетрични системи: с права (фиг. 31.2а), обратна (фиг. 31.2б) и нулева (фиг. 31.2в) последователност.



Фиг. 31.2. Съставящи на трифазна несиметрична система

В система с права последователност векторите са равни по големина и дефазирани на 120° , порядъкът на следване на фазите е: А, В, С, съответстващи на L_1, L_2, L_3 . В система с обратна последователност векторите са равни помежду си и са дефазирани по отношение на вектор А на 120° , но порядъкът на следване на фазите е обратен: А, С, В. В система с нулева последователност векторите са равни и съвпадат по фаза. Векторите, отнасящи се за системите права, обратна и нулева последователност се отбелязват съответно с индекси 1, 2 и 0 – фиг. 31.2.

31.2. Основни причини за несиметрията в ЕСПП

Основните причини за несиметрията в електрическите мрежи са:

- разлика в съпротивленията в отделните фази (получават се от различна дължина на фазите, контактните съединения и др.);
- неравномерно натоварване на отделните фази (от голям брой еднофазни консуматори на различните фази, заваръчни агрегати на различни напрежения, електродъгови пещи и др.);
- несиметрично късо съединение – когато трифазен електродвигател заработи на две фази;
- прекъсване на един от фазовите проводници.

31.3. Оценка на несиметрията

Степента на несиметрия на трифазната система се характеризира с коефициента на несиметрия по напрежение α_U и ток α_I , които се изчисляват по формули:

$$\alpha_U = \frac{|\dot{U}_2|}{|\dot{U}_n|} \cdot 100, \% \quad \text{и} \quad \alpha_I = \frac{|\dot{I}_2|}{|\dot{I}_n|} \cdot 100, \% , \quad (31.1)$$

където $|\dot{U}_2|$ и $|\dot{I}_2|$ са съответно модул на напрежението и тока с обратна последователност.

Стойностите на тези два коефициента са: $\alpha_U \leq 2\%$ и $\alpha_I \leq 10\%$, като в табл. 27.1 и 31.1 са дадени допустимите стойности на коефициента на несиметрия по напрежение α_U , съгласно нормативните изисквания.

Таблица 31.1

Допустими стойности на коефициента на несиметрия по напрежение α_U в проценти от U_n за мрежи ниско и средно напрежение
95% от средната ефективна стойност на напрежението с обратна последователност за 10 min трябва да бъде в граници от 0 до 2% U_n от правата последователност за всеки период от една седмица; в някои райони на мрежата може да има стойности до 3% U_n .

Анализът на несиметричните режими в трифазните мрежи се извършва по метода на симетричните съставки. Токовете с права \dot{I}_1 , обратна \dot{I}_2 и нулева \dot{I}_0 последователност се определят по формулите (напреженията се определят аналогично):

$$\dot{I}_1 = \frac{1}{3} (\dot{I}_A + a \cdot \dot{I}_B + a^2 \cdot \dot{I}_C); \quad (31.2)$$

$$i_2 = \frac{1}{3} (I_A + a^2 \cdot I_B + a \cdot I_C); \quad (31.3)$$

$$i_0 = \frac{1}{3} (I_A + I_B + I_C), \quad (31.4)$$

където:

\dot{I}_A, \dot{I}_B и \dot{I}_C са фазовите токове на мрежата;

a – комплексно число, което представлява т.нар. фазов оператор:

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}. \quad (31.5)$$

След математически преобразувания, за коефициента на несиметрия по ток α_I се получава следния израз:

$$\alpha_I = \frac{|\dot{I}_2|}{|\dot{I}_n|} = \sqrt{\frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 - 4\sqrt{3p(p - I_A)(p - I_B)(p - I_C)}}{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 + 4\sqrt{3p(p - I_A)(p - I_B)(p - I_C)}}}, \quad (31.6)$$

където:

$$p = \frac{1}{2} (I_A + I_B + I_C). \quad (31.7)$$

31.4. Влияние на несиметрията върху работата на ЕСПП

Влиянието на несиметрията върху работата на елементите в електроснабдителната система на промишлените предприятия (ЕСПП) е отрицателно. Наличието на токове с обратна и нулева последователност в мрежите довежда до увеличаване на сумарните токове в отделните фази на мрежата, т.е. до намаляване на пропускателната им способност по отношение на токовете с права последователност. Наслагването на напрежения с обратна и нулева последователност води до допълнително изменение на напрежението на клемите на потребителите.

Загубите на активна мощност в кабели, въздушни линии и трансформатори при несиметрични режими се определят само от токовете с обратна последователност, а токовете с нулева последователност постоянно текат през заземителите и предизвикват увеличаване на съпротивлението на почвата.

Включването на кондензаторни батерии към несиметрична система напрежения води до неравномерното им натоварване с реактивна мощност и може да предизвика още по-голямо увеличаване на несиметрията.

В синхронните генератори (СГ) вследствие на несиметрията на тока се получава елиптично, а не кръгово въртящо се магнитно поле. За асинхронните двигатели (АД) несиметрията на напрежението води до поява на

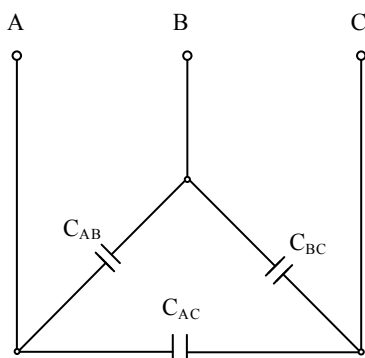
31. Несиметрия на напреженията и товарите в ЕСПП

поле, въртящо се в обратна посока по отношение на ротора с двойна честота, при което намалява въртящия момент M . За въртящи се електрически машини несиметрията на тока и напрежението е причина за по-бързото стареене на изолацията, допълнително топлинно натоварване на статора и ротора, както и за намаляване на полезната мощност.

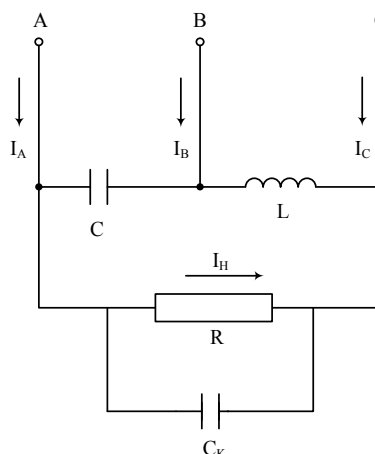
31.5. Мерки за ограничаване на несиметрията в ЕСПП

1) Намаляване на несиметрията чрез монтиране на допълнителни съпротивления или електрически източници към ненатоварените фази за изравняване на напрежението между отделните фази.

2) Използване на специализирани устройства и схеми: трифазна несиметрична кондензаторна батерия – фиг. 31.3 и схема за симетриране на еднофазно натоварване - схема на Щайнмец – фиг. 31.4.



Фиг. 31.3. Трифазна несиметрична кондензаторна батерия



Фиг. 31.4. Схема за симетриране на Щайнмец

Схемата от фиг. 31.3, на която $Q_{AB} \neq Q_{BC} \neq Q_{AC}$ има две предназначения – за компенсиране на реактивна мощност и създаване на компенсиращ ток с обратна последователност I_2 .

При схемата на Щайнмец (фиг. 31.4), компенсацията на тока с обратна последователност I_2 , става чрез кондензатори с капацитет C и бобина с индуктивност L , като:

$$Q_C = Q_L = \frac{P_0}{\sqrt{3}}. \quad (31.8)$$

Тази схема е ефективна при симетриране на чисто активни товари. Установено е, че вследствие на несиметрията в електрическите мрежи се получава пулсираща мощност, а чрез симетрирането със схемата на Щайнмец се създава същата пулсираща мощност, но в обратна посока.

32. РЕЖИМИ НА РАБОТА НА НЕУТРАЛАТА В ЕСПП

32.1. Общи сведения

Режимите на работа на неутралата (звездния център) се характеризират с начина на заземяване на неутралата на трансформатора в захранващия трафопост. Видът и стойността на импеданса на заземяване Z_N определя режима на работа на неутралата: изолирана, компенсирана, заземена през съпротивление и др. Режимът на работа на неутралата влияе основно върху поведението на електрическата мрежа при най-често срещаната повреда – еднофазно земно съединение (респ. късо съединение). Той определя както големината на тока в мястото на земното съединение, така и съпътстващите го пренапрежения. Според тока на еднофазно земно съединение ЕСС се подразделят на: уредби с голям ток (над 500 А) и с малък ток (под 500 А). Към първите се отнасят уредбите с директно заземен звезден център или чрез малък резистор, а към вторите – уредбите с изолиран или заземен през дългогасителен реактор, звезден център.

Режимът на работа на звездния център е свързан с електро-безопасността и експлоатационната сигурност на електрическите уредби [19,20,24,29,30,31]. Той не влияе на основни функции на ЕСС – производство, пренос и разпределение на електрическата енергия и не променя характеристиките ѝ в нормален режим на работа.

Според Наредба 3 за УЕУЕЛ [17] чл.155 (1) електрическите уредби, по отношение на мерките за електробезопасност, се разделят на:

1. уредби с напрежение над 1000 V в мрежи с директно заземена или ефективно заземена неутрала;
2. уредби с напрежение над 1000 V в мрежи с изолирана или заземена през дългогасителен реактор неутрала;
3. уредби с напрежение до 1000 V в мрежи с директно заземена неутрала;
4. уредби с напрежение до 1000 V в мрежи с изолирана неутрала.

(2) За уредбите по ал. 1, т. 3 и 4 се прилагат следните схеми на свързване:

1. схема TN, при която неутралата на източника на захранване е свързана директно със земя, а достъпните токопроводими части на уредбата са свързани към неутралата чрез защитни проводници; прилагат се три разновидности на схемата TN:

а) схема TN-S, при която по цялата дължина на мрежата защитният и неутралният проводник са разделени. Функциите на защитния и на неутралния проводник са разделени за цялата схема;

б) схема TN-C-S, при която функциите на защитния и неутралния проводник са обединени и се осъществяват от един проводник, от източника на захранване само за част от дължината на мрежата. Функциите на

32. Режими на работа на неутралата в ЕСПП

защитния и на неутралния проводник са обединени в един проводник за част от схемата;

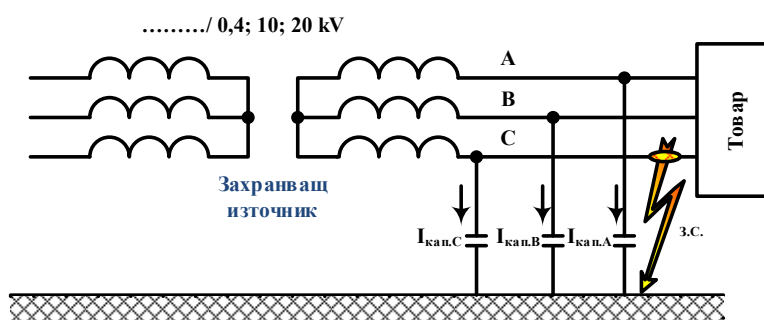
в) схема TN-C, при която функциите на защитния и на неутралния проводник са обединени и се осъществяват от един проводник, от източника на захранване за цялата дължина на мрежата. Функциите на защитния и на неутралния проводник са обединени в един проводник за цялата схема;

2. схема TT, при която неутралата на източника на захранване е свързана директно със земя, а достъпните токопроводими части на уредбата са свързани към заземители, електрически отделени от директно заземената неутрала на източника;

3. схема IT, при която неутралата на източника на захранване е изолирана от земя или е свързана със земя посредством импеданс, а достъпните токопроводими части на уредбата са свързани към заземители отделно, общо или към заземителя на импеданса.

32.2. Мрежи с изолиран звезден център

При тези схеми звездните центрове на всички галванично присъединени към мрежата намотки на силовите трансформатори са изолирани от земята – фиг. 32.1. Импедансът на заземяване $Z_N = \infty$.



Фиг. 32.1. Електрическа мрежа с изолиран звезден център

Токът на земно съединение в сравнение с товарния ток на мрежата е сравнително малък, затова земното съединение в тези мрежи не се счита за авария, а само за аномален режим. Друго преимущество е липсата на заземителни устройства на неутралата, което намалява стойността на мрежата.

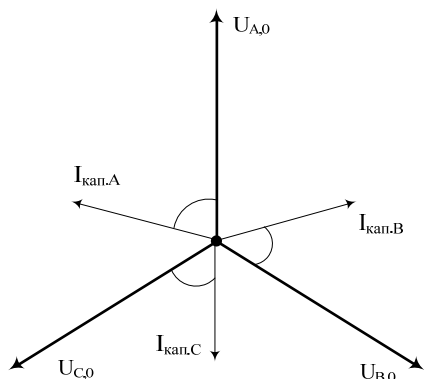
В тези мрежи е съществено следното обстоятелство: при земно съединение на една от фазите, се повишава напрежението на другите две фази спрямо земята, затова изолацията на всички фази спрямо земя трябва да се проектира на междупазно, а не фазно напрежение.

Възможно е в мястото на земно съединение да се образува неустойчива електрическа дъга, обуславяща възникване на комутационни пренапрежения. Топлинното действие на дъгата в мястото на земното съединение

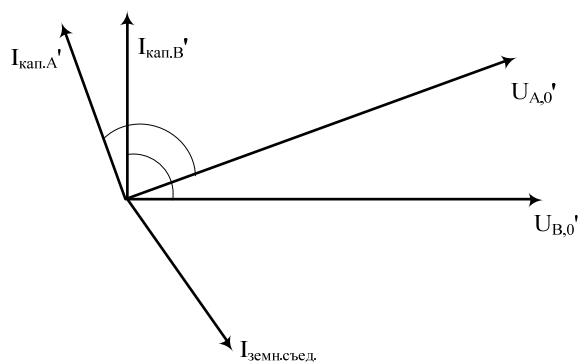
32. Режими на работа на неутралата в ЕСПП

може да доведе до нарушаване на изолацията на другите две фази на мрежата и да доведе до преминаване на земното съединение в двуфазно или трифазно к.с., възникване в мрежата на система от токове с обратна последователност, която води до допълнително нагряване на роторите на електрическите машини.

Токът в мястото на земно съединение се определя основно от капацитивните проводимости на фазните проводници към земя. Векторните диаграми за нормален и аварийен режим на фаза „С“ са показани съответно на фиг. 32.2 и 32.3:



Фиг. 32.2. Нормален режим



Фиг. 32.3. Аварийен режим на фаза „С“

При еднофазно късо съединение по време на работа, се получава връзка на фаза „С“ със земята (фиг. 32.1), при което $U_{C,0}' = 0$ – фиг. 32.3. Напрежението „ $U_{C,0}' = 0$ “ е за фазата, която има земно съединение, а напреженията на другите две фази „А“ и „В“ нарастват с $\sqrt{3}$ и става равно на междуфазното. Токът на земно съединение при пренебрегване на фазните активни проводимости спрямо земя може да се определи по формулата:

$$I_{з.с.} = 3 \cdot I_{кап.} = j3 \cdot \omega \cdot C \cdot U_{\phi} . \quad (32.1)$$

Поради сравнително ниските капацитети C на фазните проводници, токът на земно съединение не е голям. Затова при земно съединение в мрежи с изолирана неутрала не се счита за аварийен режим, а само за ненормален. Особеното е, че изолацията на всички фази спрямо земя трябва да се проектира на междуфазно, а не на фазно напрежение. Режимът с изолиран звезден център се прилага основно при малки открити мрежи за СН с капацитивни токове под 15 А.

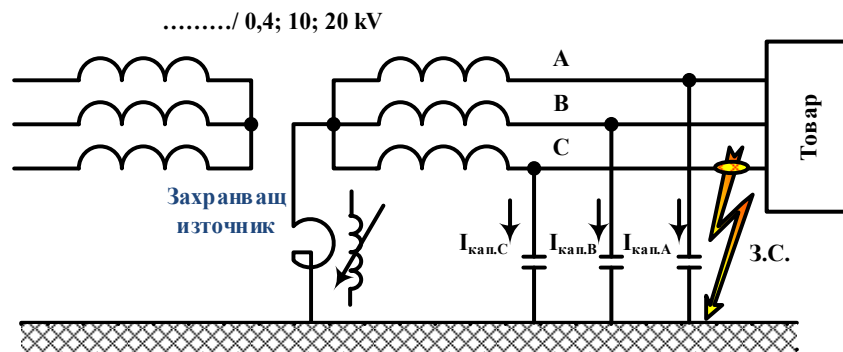
32.3. Мрежи с неефективно заземен звезден център

а) мрежи със заземен звезден център през дъгогасителен реактор (бобина) – компенсирани мрежи

В откритите по-големи мрежи за СН, при които капацитивните токове са по-големи от 15 А, между звездния център и земята се свързва индуктивна бобина - дъгогасителен реактор (фиг. 32.4). С това се цели да се на-

32. Режими на работа на неутралата в ЕСПП

малки тока при земно съединение (з.с.) под граничната стойност за самоизгасване на дъгата. Когато съпротивлението на дъгогасителния реактор е подходящо подбрано, то токът в мястото на земното съединение може да се окаже равен на нула – напълно компенсирани.



Фиг. 32.4. Мрежа със заземен звезден център през дъгогасителен реактор

Благодарение на заземяването на неутралата през дъгогасителен реактор се постига следното. Намалява се токът на з.с., вследствие на което дъгата става неустойчива и изгасва бързо. След изгасване на дъгата, напрежението се възстановява бавно, поради което е малка вероятността от повторно запалване на дъгата и възникване на комутационни пренапрежения. При запазване на устойчива дъга е малка вероятността от преминаване на з.с. в многофазно к.с., поради малката стойност на тока. Токовете с обратна последователност са малки и влиянието им върху въртящите се генератори е несъществено.

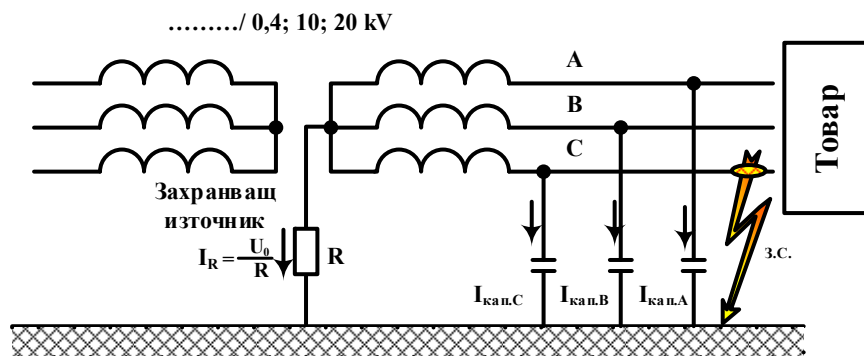
При евентуално земно съединение (фиг. 32.4), токът на земно съединение е:

$$I_{з.с.} = 3 \cdot I_{кап.} - I_{реактор} \quad (32.2)$$

Ако чрез регулиране на реактора се получи $3 \cdot I_{кап.} = I_{реактор}$, то $I_{з.с.} = 0$ и тогава се казва, че мрежата е напълно компенсирани. При $I_{з.с.} = 0$ дъгата в мястото на късо съединение става неустойчива и изгасва. Този режим, с компенсация на капацитивните токове посредством дъгогасителен реактор, довежда до значително намаляване на трайните з.с. и на броя на автоматичните изключения.

б) мрежи със заземен звезден център през резистор

Повишаването на сигурността на кабелните мрежи се постига чрез реализиране на бързо и селективно изключване на повредения участък от релейната защита при з.с., за което е необходимо земният ток да достигне стойност от порядъка на стотици амperi – значително по-голяма от капацитивния ток. Това се постига чрез заземяване през резистор на звездния център на мрежата - фиг. 32.5.



Фиг. 32.5. Мрежа със заземен звезден център през резистор

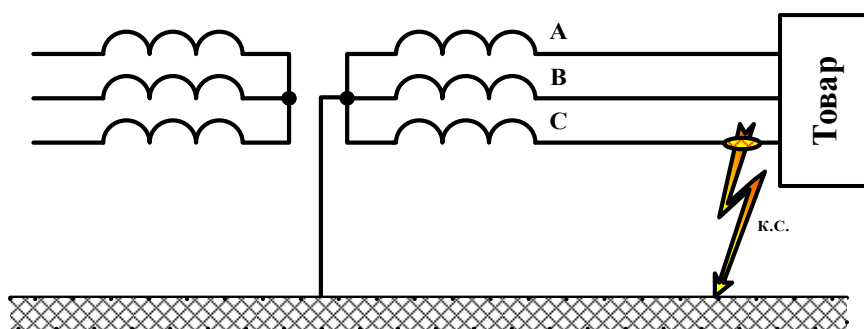
Звездният център на захранващия източник се заземява през резистор със съпротивление R , като се цели токът на земно съединение $I_{з.с.}$ да достигне стотици амperi (в България 300 А). Така този ток ще задейства гарантирано релейните защиты, които бързо и селективно да изключат повредения участък със земно съединение. Токът на земно съединение се определя по следното уравнение:

$$I_{з.с.} = I_R + I_{кап.} \quad (32.3)$$

Режимът със заземен звезден център през резистор се използва при кабелни електрически мрежи.

32.4. Мрежи с ефективно заземен звезден център (директно)

В тези мрежи звездните центрове на част от силовите трансформатори се присъединяват директно към земя - фиг. 32.6. Поради това земните съединения (на фаза към земя) са фактически еднофазни къси съединения и трябва да задействат релейната защита, изключваща повредена линия от мрежата.



Фиг. 32.6. Мрежа с ефективно (директно) заземен звезден център

Този метод се прилага при мрежи с ВН (110kV) и при мрежи с НН (400/230)V, при които звездните центрове се свързват директно към земята. В тези случаи има известно оскъпяване, поради използване на заземителни устройства и релейна защита за еднофазни къси съединения, но това

32. Режими на работа на неутралата в ЕСПП

се компенсира от средствата за осигуряване на изолация, тъй като за отделните фазови проводници се изчислява и избира за фазно, а не междуфазно напрежение. Това е особено важно при електропроводи с ВН 110 kV и повече.

32.5. Изисквания според Наредба 3 за УЕУЕЛ [17]

Чл. 1241. (1) Електрическите мрежи средно напрежение (до 35 kV) работят с изолирана или заземена през дъгогасителен реактор/активно съпротивление неутрала, както и комбинирано.

(2) Неутралата се заземява, когато капацитивният ток при земно съединение е по-голям от 10 А.

Чл. 1242. Начинът на заземяване на неутралата се избира в зависимост от вида на мрежата и съотношението на кабелната и въздушната част, както следва:

1. въздушни мрежи - чрез дъгогасителен реактор или комбинирано (дъгогасителен реактор и активно съпротивление);

2. кабелни мрежи - чрез активно съпротивление;

3. смесени мрежи - чрез активно съпротивление, когато кабелната част е по-голяма от 40 % от общата дължина на мрежата, и комбинирано (дъгогасителен реактор и активно съпротивление), когато кабелната част на мрежата е по-малка от 40 %.

Чл. 1243. (1) Неутралата на електрическите мрежи с напрежение $6\div 10$ kV с директно присъединени към тях генератори и/или двигатели се заземява през активно съпротивление, когато капацитивният ток при земно съединение е по-голям от 5 А.

(2) Когато няма изведена неутрала, достъпна за заземяване, при необходимост мрежата се заземява през допълнително устройство за създаване на изкуствен звезден център.

Чл. 1244. При ток на земно съединение 50 А и по-голям се препоръчват най-малко два дъгогасителни реактора.

ЛИТЕРАТУРА

[1] БДС 10521:1985 Трансформатори и автотрансформатори еднофазни и трифазни двунамотъчни и тринмотъчни маслени с номинална мощност до 100 MVA с общо предназначение. Допустими натоварвания.

[2] БДС EN 50160:2010 Характеристики на напрежението на електрическата енергия, доставяна от обществените разпределителни електрически мрежи.

[3] БДС EN 60269 Стопяеми предпазители за ниско напрежение.

[4] БДС EN 60898-1:2003/A13:2012 Електрически принадлежности. Автоматични прекъсвачи за защита срещу свръхтокове на битови и други подобни уредби. Част 1: Автоматични прекъсвачи за работа с променливо напрежение

[5] БДС EN 60947-1:2007 Комутационни апарати за ниско напрежение. Част 1: Общи правила (IEC 60947-1:2007).

[6] БДС EN 60947-2:2006 Комутационни апарати за ниско напрежение. Част 2: Автоматични прекъсвачи (IEC 60947-2:2006).

[7] БДС EN 61000-2-2:2004 Електромагнитна съвместимост (EMC). Част 2-2: Околна среда. Нива на съвместимост за нискочестотни кондуктивни смущаващи въздействия и пренасяне на сигнали в обществени захранващи системи ниско напрежение.

[8] БДС EN 61000-3-2:2006 ЕЛЕКТРОМАГНИТНА СЪВМЕСТИМОСТ (EMC) Част 3-2: Гранични стойности - Гранични стойности за излъчвания на хармонични съставящи на тока.

[9] БДС HD 60364-4-43:2010 Електрически уредби за ниско напрежение. Част 4-43: Защити за безопасност. Защита срещу свръхток (IEC 60364-4-43:2008 + поправка:2008).

[10] БДС HD 60364-5-52:2011 Електрически уредби за ниско напрежение. Част 5-52: Избор и въвеждане в действие на електрически съоръжения. Проводникови системи (IEC 60364-5-52:2009, с промени + поправка 02-2011).

[11] Василев Н., С. Сидеров, Електроснабдяване на промишлени предприятия, София, Техника, 1991.

[12] Василев Н., С. Сидеров, Ръководство по проектиране на електроснабдителни системи на промишлени предприятия, София, Техника, 1988.

[13] Иванов З., Осветителна и инсталационна техника, София, Авангард Прима, 2010.

[14] Киров Р., Електроснабдяване. Основи на проектирането, ISBN 978-954-20-0567-6, Университетско издателство при ТУ-Варна, 2013.

[15] Кючуков Р., С. Стефанов, Електроснабдяване на селскостопанските предприятия, Русе, ВТУ „Ангел Кънчев“, 1986.

- [16] Наредба № 1 от 27 май 2010 г. за проектиране, изграждане и поддържане на електрически уредби за ниско напрежение в сгради.
- [17] Наредба № 3 за Устройството на електрическите уредби и електропроводните линии, ДВ, 2004.
- [18] Пачаманов А., Електроснабдяване и осветителна техника, ТУ-София, 2011.
- [19] Ръководство по електрически инсталации, АBB-България, 2007.
- [20] Ръководство за електрически уредби, Schneider Electric, 2008.
- [21] Списание Енергетика, Национална електрическа компания ЕАД, ISSN 0324-1521, брой 1, 2014.
- [22] Стефанов С., В. Русева, Електроснабдяване, Русе, РУ „Ангел Кънчев“, 2010.
- [23] Стефанов С., В. Русева, Ръководство за курсово проектиране и семинарни упражнения по електроснабдяване, Русе, РУ "Ангел Кънчев", 2009.
- [24] Стоянов С. и др., Справочник по енергетика, т. 1÷6, София, АВС Техника, 1997-2000.
- [25] Стоянов С., В. Господинов, Б. Бойчев, Ръководство за проектиране и избиране по технически данни на силови кабели, проводници за средно и ниско напрежение и неизолирани проводници, София, Авангард Прима, 2005.
- [26] Фьодоров А., Н. Василев, С. Сидеров, Електроснабдяване на промишлени предприятия, София, Техника, 1979.
- [27] Eberhard A., Power Quality, ISBN 978-953-307-180-0, InTech, 2011.
- [28] Markiewicz H., Klajn A., Power Quality Application Guide 5.4.2 - Voltage Disturbances, Standard EN 50160 - Voltage Characteristics in Public Distribution Systems, Wroclaw University of Technology, Copper Development Association, July 2004.
- [29] Richard C. Dorf, The Electrical Engineering Handbook, CRC Press, 2000.
- [30] W.J.R.H. Pooler, Electrical power, W.J.R.H. Pooler & Ventus Publishing ApS, 2013.
- [31] Wai-Kai Chen, The Electrical Engineering Handbook, Elsevier Academic Press, 2004.
- [32] http://en.wikipedia.org/wiki/IEC_60269.