

Ф.Ф.КАРПОВ
В.Н.КОЗЛОВ

Справочник
ПО РАСЧЕТУ
ПРОВОДОВ
И КАБЕЛЕЙ



Ф. Ф. КАРПОВ, В. Н. КОЗЛОВ

СПРАВОЧНИК
ПО РАСЧЕТУ ПРОВОДОВ
И КАБЕЛЕЙ

ИЗДАНИЕ 3-е, ПЕРЕРАБОТАННОЕ
И ДОПОЛНЕННОЕ

646680



«ЭНЕРГИЯ»
МОСКВА 1969

6П2.1.06(83)

К 26

УДК 621.315.14.027.5.001.24(031) + 621.315.24.027.5.001.24(031)

Карпов Ф. Ф. и Козлов В. Н.

К 26 Справочник по расчету проводов и кабелей, изд. 3-е, переработ. и доп. М., «Энергия», 1969 г.
264 с. с илл.

Справочник содержит справочные таблицы по расчету электросетей напряжением до 10 кВ включительно по условиям нагревания, допустимых потерь напряжения и экономической плотности тока. Приведены данные по вопросам регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в распределительных сетях.

Справочник рассчитан на инженерно-технический персонал, работающий по проектированию промышленных и коммунальных электросетей, и может служить пособием для электротехников и электромонтеров, занятых на монтаже и эксплуатации электрических сетей.

3-3-9

70-69

6П2.1.06(83)

Карпов Федор Федорович, Козлов Валерьян Николаевич

Справочник по расчету проводов и кабелей

Редактор Е. А. Каминский

Переплет художника **В. И. Карпова**

Технический редактор **Н. В. Сергеев**

Корректор **Г. Г. Желтова**

Сдано в набор 5/V 1969 г.

Подписано к печати 23/IX 1969 г.

Т-11537

Формат 84×108¹/₃₂

Бумага типографская № 2

Усл. печ. л. 13,86

Уч.-изд. л. 17,11

Тираж 30 000 экз.

Цена 1 р. 04 к.

Зак. 2207

Издательство «Энергия». Москва, Ж-114, Шлюзовая наб., 10.

Московская типография № 10 Главполиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР.
Шлюзовая наб., 10.

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел первый	5
Общие сведения	
1-1. Условные обозначения и вспомогательные таблицы	5
1-2. Основные сведения из электротехники	14
1-3. Определения	16
1-4. Номинальные напряжения	16
1-5. Основные требования к электрическим сетям	18
Раздел второй	22
Краткие сведения о конструкции проводов и кабелей и условиях их прокладки	
2-1. Провода неизолированные	22
2-2. Провода и шнуры установочные изолированные	24
2-3. Силовые кабели	42
2-4. Прокладка проводов и кабелей во взрывоопасных помеще- ниях	52
Раздел третий	54
Определение расчетных электрических нагрузок	
3-1. Расчетные нагрузки промышленных предприятий	54
3-2. Расчетные нагрузки жилых и общественных зданий	74
Раздел четвертый	80
Выбор сечений проводов и кабелей по условию нагревания	
4-1. Допустимые токовые нагрузки на провода, кабели и шины	80
4-2. Выбор максимальной токовой защиты линий	102
4-3. Выбор сечений проводов и кабелей	117
Раздел пятый	130
Выбор сечений проводов и кабелей по допустимой потере напряжения	
5-1. Активные и индуктивные сопротивления линии	130
5-2. Расчет сети по допустимой потере напряжения без учета индуктивного сопротивления линии	137
5-3. Расчет сети по потере напряжения с учетом индуктив- ности линий	139

5-4. Расчет по потере напряжения линии переменного тока, выполненной стальными проводами	144
5-5. Расчет сети при помощи вспомогательных таблиц удельных потерь напряжения	145
5-6. Расчет сети по потере напряжения и условию наименьшей затраты металла	166
5-7. Расчет сети по потере напряжения и условию постоянной плотности тока	168
5-8. Потеря напряжения в трансформаторе	169
Раздел шестой	172
Выбор проводников по термической и динамической устойчивости к току к. з.	
Раздел седьмой	177
Проверка условий срабатывания защитного аппарата при однофазном замыкании в сетях напряжением до 1 000 в с глухим заземлением нейтрали	
Раздел восьмой	188
Выбор проводов и кабелей по экономической плотности тока	
Раздел девятый	193
Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях	
Раздел десятый	211
Технико-экономические расчеты	
Раздел одиннадцатый	230
Регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности	
11-1. Основные положения	230
11-2. Регулирование напряжения в ЦП	242
11-3. Местное регулирование напряжения	248
11-4. Выбор источников реактивной мощности по условию экономичности	253
Литература	263

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1-1. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ТАБЛИЦЫ

Единицы измерения

С 1 января 1963 г. действует ГОСТ 9867-61, устанавливающий применение Международной системы единиц СИ, основными единицами которой являются метр, килограмм (единица массы), секунда, ампер, градус Кельвина и свеча.

Международная система единиц должна применяться как предпочтительная во всех областях науки, техники и народного хозяйства, а также при преподавании.

В табл. 1-1 приведены наиболее употребительные единицы измерения.

Для единиц измерения, не входящих в Международную систему СИ, приводятся значения переходных коэффициентов:

$$1 \text{ квт} \cdot \text{ч} = 3,6 \cdot 10^6 \text{ дж} = 3,6 \text{ Мдж};$$

$$1 \text{ кг} \cdot \text{м} = 9,80665 \text{ дж} \text{ (с округлением } 9,81 \text{ дж)};$$

$$1 \text{ ккал} = 4186,8 \text{ дж} \text{ (с округлением } 4,190 \text{ дж)};$$

$$t^{\circ} \text{ К} = t^{\circ} \text{ С} + 273,15,$$

где $t^{\circ} \text{ К}$ — температура в градусах Кельвина;

$t^{\circ} \text{ С}$ — температура в градусах столбчатой шкалы (шкала Цельсия).

Обозначения математические

$>$ — больше;

\geq — больше или равно;

$<$ — меньше;

\leq — меньше или равно;

— — от до;

\sim — приблизительно;

\approx — приблизительно равно;

∞ — бесконечно большая величина;

Σ — арифметическая сумма.

Единицы измерения

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
<i>Меры массы</i>		Джоуль	<i>дж</i>
Грамм	<i>г</i>	Килоджоуль	<i>кдж</i>
Килограмм	<i>кг</i>	Мегаджоуль	<i>Мдж</i>
Тонна	<i>т</i>	<i>Электрические единицы</i>	
<i>Меры длины</i>		Ампер	<i>а</i>
Метр	<i>м</i>	Килоампер	<i>ка</i>
Миллиметр	<i>мм</i>	Вольт	<i>в</i>
Сантиметр	<i>см</i>	Киловольт	<i>кв</i>
Километр	<i>км</i>	Ватт	<i>вт</i>
<i>Меры поверхности</i>		Киловатт	<i>квт</i>
Квадратный метр	<i>м²</i>	Мегаватт	<i>Мвт</i>
Квадратный миллиметр	<i>мм²</i>	Вольт-ампер	<i>ва</i>
<i>Меры объема</i>		Киловольт-ампер	<i>квв</i>
Кубический метр	<i>м³</i>	Мегавольт-ампер	<i>Мва</i>
Кубический миллиметр	<i>мм³</i>	Ом	<i>ом</i>
<i>Меры времени</i>		Мегом	<i>Мом</i>
Секунда	<i>сек</i>	Вольт-ампер реактивный	<i>вар</i>
Минута	<i>мин</i>	Киловольт-ампер реактивный	<i>квар</i>
Час	<i>ч</i>	Мегавольт-ампер реактивный	<i>Мвар</i>
<i>Меры энергии</i>		Герц	<i>гц</i>
Киловатт-час	<i>квт-ч</i>	<i>Меры температуры</i>	
Килограммометр	<i>кг-м</i>	Градус стогоградусной шкалы	<i>°С</i>
		Градус Кельвина	<i>°К</i>

Таблица 1-2

Функции тригонометрических величин

$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
1	0	0	0,92	0,392	0,426
0,99	0,141	0,143	0,91	0,415	0,456
0,98	0,199	0,203	0,90	0,436	0,484
0,97	0,243	0,251	0,89	0,456	0,512
0,96	0,280	0,292	0,88	0,475	0,540
0,95	0,312	0,329	0,87	0,493	0,567
0,94	0,341	0,363	0,86	0,510	0,593
0,93	0,368	0,395	0,85	0,527	0,620

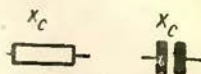


























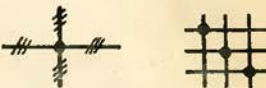

$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
0,84	0,543	0,646	0,69	0,724	1,049
0,83	0,558	0,672	0,68	0,733	1,078
0,82	0,572	0,698	0,67	0,742	1,108
0,81	0,586	0,724	0,66	0,751	1,138
0,80	0,600	0,750	0,65	0,759	1,168
0,79	0,613	0,776	0,64	0,768	1,201
0,78	0,626	0,802	0,63	0,776	1,233
0,77	0,638	0,828	0,62	0,785	1,266
0,76	0,650	0,855	0,61	0,792	1,299
0,75	0,661	0,882	0,60	0,800	1,333
0,74	0,673	0,909	0,55	0,835	1,518
0,73	0,683	0,936	0,50	0,866	1,732
0,72	0,694	0,963	0,45	0,893	1,990
0,71	0,704	0,990	0,40	0,916	2,290
0,70	0,714	1,020	0,35	0,936	2,300

Таблица 1-3

Обозначения условные графические для электрических схем
(ГОСТ 7624-62 с Изменением № 1)

Наименование	Обозначение
Ток постоянный. Напряжение постоянное	—
Ток переменный. Напряжение переменное, Общее обозначение	~
Ток переменный трехфазный 50 гц	3 ~ 50 гц
Нулевая линия (нейтраль). Допускается ну- левую точку обозначать знаком «0»	N
Фазы сети трехфазного тока	A, B, C

Наименование	Обозначение
Полярность отрицательная	-
Полярность положительная	+
Заземление	
Направление передачи тока, сигнала или потока энергии	
Соединение электрическое металлическое, разъемное и неразъемное. Общее обозначение	●
Примечание. В схемах энергоснабжения для изображения разъемного и неразъемного соединений допускается использовать следующее обозначение:	○
Элемент нагревательный	
Сопротивление для схем эквивалентных и схем замещения:	
а) активное	
б) реактивное	
в) полное	
г) индуктивное	

Наименование	Обозначение								
д) емкостное									
Линия электрической связи. Общее обозначение									
Цепь из двух, трех и n линий электрической связи	<table border="0"> <tr> <td data-bbox="631 479 735 536"><i>Одно- линейное</i></td> <td data-bbox="797 479 901 536"><i>Много- линейное</i></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	<i>Одно- линейное</i>	<i>Много- линейное</i>						
<i>Одно- линейное</i>	<i>Много- линейное</i>								
									
									
									
Линия электрической связи трехфазной системы с нулевой линией Примечание. Нулевую линию и линии фаз разрешается различать толщиной									
Линии электрической связи пересекающиеся, электрически не соединенные	<table border="0"> <tr> <td data-bbox="631 949 766 991"><i>Однолинейное</i></td> <td data-bbox="797 949 963 991"><i>Многолинейное</i></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	<i>Однолинейное</i>	<i>Многолинейное</i>						
<i>Однолинейное</i>	<i>Многолинейное</i>								
									
Линии электрической связи пересекающиеся, электрически соединенные									
Ответвление одной линии электрической связи									

Наименование	Обозначение
Слияние и разветвление линий электрической связи	
Примечание. Допускается изображать слияние и разветвление линий электрической связи под углом 45°	
Муфты кабельные: концевая, соединительная, для одного ответвления	
Повреждение изоляции: между линиями электрической связи, на землю, на корпус	
Машина вращающаяся. Общее обозначение	
Трансформатор. Общее обозначение	
Батарея из гальванических или аккумуляторных элементов	
Предохранитель плавкий. Общее обозначение	
Выключатели: однополюсный четырехполюсный	






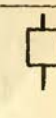
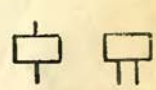

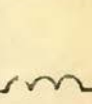
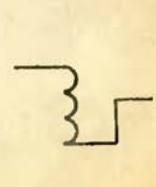





















Наименование	Обозначение
Переключатель на одно направление (однопольный):	
а) на два положения	
б) на три положения (третье положение нейтральное)	
Разъединитель	
Выключатель автоматический. Общее обозначение	
Выключатель высокого напряжения трехполюсный	
<p>Примечание. В схемах электропитания допускается высоковольтный выключатель изображать, как указано</p>	
Обмотки реле, контактора и магнитного пускателя. Допускается применять следующие обозначения:	
Обмотка реле токовая последовательная	
Обмотка реле напряжения параллельная	
Обмотки контактора и магнитного пускателя	

Таблица 1-4


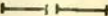





Обозначения условные графические электрического
оборудования и проводок на планах (ГОСТ 7621-55)

Наименование	Обозначение
Электродвигатель асинхронный	
Электродвигатель синхронный	
Несколько электродвигателей, составляющих многодвигательный привод	
Трансформатор	
Подстанция трансформаторная	
Щит, пульт, шкаф управления	
Щит, сборка распределительная	
Щкаф распределительный (силовой и освеще- щения)	
Щиток групповой рабочего освещения	
Щиток групповой аварийного освещения	

Наименование	Обозначение
Пускатель	
Реостат	
Ящик с автоматом	
Ящик с рубильником	
Ящик с предохранителями	
Ящик с рубильником и предохранителями	
Кнопка управления	
Линия силовой распределительной сети переменного тока напряжением до 660 в* включительно	
Линия силовой распределительной сети переменного тока напряжением свыше 660 в**	
Линия сети рабочего освещения: а) для чертежей только электроосвещения	
б) для чертежей с совмещенными сетями (силовой и осветительной)	

* По ГОСТ 7621-55 до 500 в.

** По ГОСТ 7621-55 свыше 500 в.

Наименование	Обозначение
Линия сети аварийного освещения: а) для чертежей только электроосвещения	
б) для чертежей с совмещенными сетями (силовой и осветительной)	
Линия сети напряжением 36 в и ниже	
Линия заземления	
Линия уходит вниз	
Линия приходит сверху	
Линия разветвляется и уходит вверх и вниз	
Три одножильных провода марки АПР сечением 10 мм ² , прокладываемых на изоляторах (пример)	АПР 3 (1×10)И
Два четырехжильных кабеля марки ААГ сечением 3×50+1×25 мм ² , прокладываемых каждый в отдельной стальной трубе диаметром 1 1/2" (пример)	ААГ 2 (3×50+1×25) 2Т 1 1/2"

1-2. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ИЗ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

Величина тока определяется по закону Ома:
для цепи постоянного тока

$$I = \frac{U}{R}, \text{ а;} \quad (1-1)$$

для цепи переменного тока

$$I = \frac{U}{Z}, \text{ а,} \quad (1-2)$$

где U — напряжение, в;
 R — омическое сопротивление, ом;
 Z — полное сопротивление, ом.

Омическое сопротивление зависит от материала и геометрических размеров проводника:

$$R = \rho \frac{l}{F}, \text{ ом}, \quad (1-3)$$

где l — длина проводника, $м$;

F — поперечное сечение, $мм^2$;

ρ — удельное сопротивление, $ом \cdot мм^2/м$.

Полное сопротивление цепи переменного тока определяется как геометрическая сумма активного R и индуктивного X сопротивлений:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}, \text{ ом}. \quad (1-4)$$

Основные соотношения в системе трехфазного переменного тока: при соединении в звезду

$$U_{\phi} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}}, \text{ в};$$

$$I_{\phi} = I_{л}, \text{ а};$$

при соединении в треугольник

$$U_{\phi} = U_{м}, \text{ в};$$

$$I_{\phi} = \frac{I_{л}}{\sqrt{3}}, \text{ а};$$

где индексы « ϕ » и « $л$ » соответствуют фазному и линейному (междуфазному) значениям величины.

Мощность цепи постоянного тока

$$P = UI = I^2 R, \text{ вт}. \quad (1-5)$$

Мощность однофазного переменного тока:
активная

$$P = UI \cos \varphi, \text{ вт}; \quad (1-6)$$

реактивная

$$Q = UI \sin \varphi, \text{ вар}. \quad (1-7)$$

Мощность трехфазного переменного тока:
активная

$$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi, \text{ вт}; \quad (1-8)$$

реактивная

$$Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi, \text{ вар}. \quad (1-9)$$

Полная мощность трехфазного переменного тока

$$S = \sqrt{3} UI = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ ва}. \quad (1-10)$$

Коэффициентом мощности ($\cos \varphi$) называется отношение активной мощности (ватт, киловатт) к полной мощности (вольт-ампер, киловольт-ампер). Коэффициент мощности в общем

случае всегда меньше единицы. Только при чисто активной нагрузке (освещение лампами накаливания, электронагревательные установки) он равен единице.

1-3. ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Согласно определению Правил устройства электроустановок (ПУЭ) линии, служащие для передачи и распределения электроэнергии, подразделяются на воздушные линии, кабельные линии, электропроводки и токопроводы.

Воздушной линией (ВЛ) называется устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений (мостов, путепроводов и т. п.). Воздушные линии подразделяются на линии напряжением выше 1 кв и линии напряжением до 1 кв.

Кабельной линией называется линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких кабелей с соединительными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями. Кабельные линии прокладываются под землей в траншеях, под водой, в специальных сооружениях (блоках, шахтах и др.), а также на открытом воздухе как внутри, так и вне помещений.

Электропроводкой называется совокупность проводов и кабелей с относящимися к ним креплениями, поддерживающими и защитными конструкциями. К электропроводам относятся силовые и осветительные линии постоянного и переменного тока напряжением до 1000 в, проложенные внутри зданий и сооружений, по наружным стенам их, по территориям дворов и приусадебных участков, выполняемые изолированными проводами, а также небронированными кабелями с резиновой изоляцией (например, марок АСРГ, АВРГ и др.) мелких сечений (до 16 мм² включительно).

Электропроводки по способу выполнения разделяются на следующие виды:

1. Открытая, проложенная по поверхности стен и потолков, по фермам и т. п. Открытая электропроводка может быть стационарной, передвижной и переносной.

2. Скрытая, проложенная в конструктивных элементах зданий (стенах, полах и перекрытиях).

Токопроводами называются устройства для внутрицеховой передачи и распределения электроэнергии промышленных предприятий черной и цветной металлургии, химических и других энергоемких производств. Токопроводы состоят из голых или изолированных шин, проложенных в коробах, закрытых галереях или туннелях, а также открыто на опорных конструкциях. Токопроводы применяются при напряжениях как до 1000 в, так и выше 1000 в.

1-4. НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В табл. 1-5—1-8 приведены номинальные напряжения электрических сетей, трансформаторов, источников и приемников электрической энергии до 10 кв включительно согласно ГОСТ 721-62, введенному 1 января 1963 г.

Таблица 1-5

Номинальные напряжения электрических сетей, источников и приемников электрической энергии до 100 в

Постоянный ток, в	Трехфазный ток (междуфазное напряжение), в	Однофазный ток, в
6	—	—
12	—	12
24	—	24
36	36	36
48	—	—
60	—	—

Таблица 1-6

Номинальные напряжения электрических сетей, источников и приемников электрической энергии свыше 100 до 1000 в (постоянный ток), в

Сети и приемники электрической энергии	Источник питания
110	115
220	230
440	460

Таблица 1-7

Номинальные напряжения электрических сетей, источников и приемников электрической энергии (переменный ток), в

Сети и приемники электрической энергии			Генераторы трехфазного тока (междуфазное напряжение)	Трансформаторы			
трехфазного тока		однофазного тока		трехфазного тока		однофазного тока	
между-фазное напряжение	фазное напряжение			первичные обмотки	вторичные обмотки	первичные обмотки	вторичные обмотки
—	127	127	—	—	—	127	133
220	220	220	230	220	230	220	230
380	380	380	400	380	400	380	—
660	—	—	690	660	690	660	—

Примечание. Для существующих электрических сетей с номинальным напряжением 500 в должно изготавливаться электрооборудование на это напряжение.

Номинальные междуфазные напряжения трехфазного тока свыше 1000 в электрических сетях, генераторов, трансформаторов и приемников электрической энергии, а также их наибольшие рабочие напряжения, длительно допустимые по условиям работы изоляции, кВ

Сети и приемники электрической энергии	Генераторы	Трансформаторы		Наибольшее рабочее напряжение
		первичные обмотки	вторичные обмотки	
3	3,15	3 и 3,15	3,15—3,3	3,5
6	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6	6,9
10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11	11,5

Примечания: 1. Таблица 4 из ГОСТ 721-62 приведена неполностью, так как настоящий Справочник ограничивается электрическими сетями на номинальное напряжение до 10 кВ.

2. Номинальные напряжения первичных обмоток трансформаторов 3,15; 6,3 и 10,5 кВ относятся к трансформаторам, присоединяемым непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или вводам генераторов.

3. При наличии у обмотки трансформатора нескольких ответвлений указанные в табл. 1-8 номинальные напряжения относятся к ее основному ответвлению. За основное ответвление следует принимать: при нечетном числе ответвлений — среднее ответвление, при четном числе ответвлений — ответвление с ближайшим большим напряжением по отношению к среднему напряжению диапазона регулирования.

1-5. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

Электрические сети должны удовлетворять следующим основным условиям:

1. Быть безопасными для жизни и здоровья людей и не создавать угрозы возникновения пожара или взрыва. Одним из необходимых условий безопасности электрической сети является правильный выбор сечения проводов и кабелей по условию их нагрева рабочим током, а в некоторых случаях и защиты от перегрузки. Для кабелей безопасность гарантируется также их термической устойчивостью при коротком замыкании (см. разд. 4, 6 и 7).

Для безопасной эксплуатации сети необходим также правильный выбор марки и способа прокладки проводов и кабелей в соответствии с характеристикой окружающей среды.

2. Обладать достаточной надежностью, т. е. не являться причиной перерывов в питании электроэнергией присоединенных потребителей. Одним из условий обеспечения надежности электросети является достаточная механическая прочность проводов, кабелей и токопроводов. Расчеты на механическую прочность проводов воздушных линий электропередачи при воздействии тяжести самих проводов, гололеда, ветра и пр. не входят в задачу настоящего Справочника.

В табл. 1-10 и 1-11 приведены наименьшие допустимые по механической прочности сечения проводов в зависимости от способа прокладки и напряжения сети.

Выбор напряжения распределительных сетей

Номинальное напряжение сети, в	Область применения
<i>1. Напряжение выше 1 000 в</i>	
3 000	В качестве основного напряжения распределительной сети находит редкое применение. Может быть применено лишь после надлежащего технико-экономического обоснования на предприятии с относительно небольшой потребляемой мощностью и при значительном числе электродвигателей мощностью 75—200 квт
6 000	Целесообразно применять на промпредприятиях при наличии значительного числа электроприемников на 6 кв. При реконструкции существующих городских сетей 6 кв применяется при условии обоснования технико-экономическим расчетом
10 000	Рекомендуется к широкому применению в городах и сельских районах, а также на промпредприятиях при отсутствии большого числа электроприемников, которые могут питаться непосредственно от сети 6 кв
<i>2. Напряжение до 1 000 в</i>	
660	Рекомендуется к широкому применению в угольной, горнорудной, химической и нефтяной отраслях промышленности. Допускается без ограничения для всех отраслей промышленности во всех случаях, когда это экономически целесообразно
380/220	Является основным напряжением городских электросетей. Применяется для питания силовых и осветительных электроприемников промышленных предприятий по четырехпроводной системе от общих трансформаторов
500 и 220 (для силовых электроприемников)	Может быть применено лишь на реконструируемых или расширяемых предприятиях с большим удельным весом сохраняемых установок 220 или 500 в
220/127 (для осветительных сетей)	Может быть допущено после технико-экономического обоснования на реконструируемых или расширяемых предприятиях с большим удельным весом сохраняемых установок 220/127 в
36	Для сети местного и ремонтного освещения в помещениях с повышенной опасностью
12	Для сети местного и ремонтного освещения в котельных и других особо опасных помещениях
12, 24, 36, 48, 60, 110, 127, 220	Для питания цепей управления, сигнализации и автоматизации технологических процессов

**Наименьшие допустимые сечения проводов и кабелей
в электропроводках по условию механической
прочности**

Характеристика провода и условий прокладки	Наименьшее сечение, мм ²	
	медь	алюминий
Изолированные гибкие провода внутри и снаружи осветительных арматур:		
внутри зданий	0,5	—
вне зданий	1	—
Шнуры в общей оболочке и провода шланговые для присоединения переносных бытовых электроприемников	0,75	—
Кабели и провода шланговые для присоединения переносных электроприемников в промышленных установках	1,5	—
Кабели шланговые для передвижных электроприемников	2,5	—
Скрученные двухжильные провода с многопроволочными жилами для стационарной прокладки на роликах	1	—
Незащищенные изолированные провода для стационарной прокладки внутри помещений:		
на роликах и клицах	1	2,5
на изоляторах	1,5	4
Незащищенные изолированные провода в наружных электропроводках:		
по стенам, конструкциям или опорам на изоляторах	2,5	4
под навесами на роликах	1,5	2,5
Незащищенные изолированные провода и кабели в трубах и металлических рукавах	1	2,5
Кабели и защищенные изолированные провода для стационарной прокладки	1	2,5
Провода внутридомовой сети:		
1. Групповые линии сети освещения при отсутствии штепсельных розеток	1	2,5
2. Групповые линии сети освещения со штепсельными розетками и штепсельные линии	1,5	2,5
3. Вводы в квартиры, к потребителям, расчетным счетчикам	2,5	4
4. Стойки в жилых зданиях для питания квартир	4	6
Неизолированные провода в зданиях	2,5	4
Неизолированные защищенные от коррозии провода в зданиях	1,5	2,5
Неизолированные провода в наружных проводках	4	10

Характеристика провода и условий прокладки	Наименьшее сечение, мм ²	
	медь	алюминий
Изолированные провода и кабели при прокладке во взрывоопасных помещениях в стальных трубах:		
осветительные сети	1,5	2,5
силовые сети	2,5	4

Таблица 1-11

Наименьшие сечения проводов и тросов воздушных линий, допустимые по условию механической прочности, мм² (или диаметры, мм)

Характеристика линий	Конструкция и материал проводов и тросов				
	Алюминиевые, мм ²	Сталслюдиниевые, мм ²	Биметаллические (сталслюдиниевые), мм ²	Стальные	
				многопроволочные, мм ²	однопроволочные (диаметр), мм
<i>Воздушные линии 1—10 кв:</i>					
1. Ненаселенная местность	25	16	—	25	—
2. Населенная местность	35	25	—	25	—
3. Пересечения:					
А. Рек, каналов, озер и т. п.:					
судоходных	70	25	—	25	—
несудоходных	35	25	—	25	—
Б. Линий связи и сигнализации	70	25	—	*	—
В. Железных дорог, наземных трубопроводов и канатных дорог	70	35	—	*	—
Г. Автомобильных дорог категории I—IV, трамвайных и троллейбусных линий	35	25	—	25	—
Д. Автомобильных дорог категории V	25	16	—	25	—
Е. Воздушных линий до 10 кв	35	25	—	25	—
4. Воздушные линии до 1000 в	16	10	10**	25	4**
5. Ответвления от воздушных линий к вводам в здания	16	—	4	—	3

* Не допускается применение стальных проводов, за исключением грозозащитных тросов.

** Не допускаются применение однопроволочных проводов диаметром более 6,5 мм биметаллических и 5 мм стальных.

3. Передавать электроэнергию потребителям с наименьшими отклонениями напряжения от номинального. Это достигается расчетом сети на потерю напряжения (см. разд. 5) и выбором средств регулирования напряжения при проектировании сети (см. разд. 11), а также правильным использованием этих средств при эксплуатации.

4. Обеспечивать наименьшие затраты на эксплуатацию и сооружение электросети при достижении условий, изложенных в пп. 1—3 (см. § 8-10).

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О КОНСТРУКЦИИ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ И УСЛОВИЯХ ИХ ПРОКЛАДКИ

2-1. ПРОВОДА НЕИЗОЛИРОВАННЫЕ

Провода неизолированные применяются в воздушных электрических сетях для передачи и распределения электрической энергии. Неизолированные провода прокладывают на открытом воздухе, прикрепляя к опорам воздушных линий или кронштейнам инженерных сооружений при помощи арматуры и изоляторов.

Основными конструкциями неизолированных проводов являются:

- 1) однопроволочные и многопроволочные провода из одного металла (меди, алюминия или стали);
- 2) многопроволочные сталеалюминиевые провода, имеющие стальной сердечник и алюминиевую оболочку;
- 3) однопроволочные и многопроволочные сталеалюминиевые провода из биметаллической проволоки.



Рис. 2-1. Провод неизолированный алюминиевый марки А.

Провода бронзовые, сталебронзовые, биметаллические сталебронзовые сняты с производства.

Наибольшее распространение в воздушных сетях напряжением до 10 кв включительно получили алюминиевые провода (рис. 2-1). Стальные провода вследствие их плохой проводимости применяются только для слабонагруженных сетей в сельских районах. Для больших пролетов применяются сталеалюминиевые провода (рис. 2-2), в которых стальной сердечник служит для усиления механической

Неизолированные провода

Марка	Наименование провода	Диапазон сечений, мм ²	Область применения
М	Медный	4—400	Для воздушных сетей и линий электропередачи
А	Алюминиевый	16—600	Для воздушных сетей и линий электропередачи до 10 кв
АС	Сталеалюминиевый	10—400	То же, когда требуется повышенная механическая прочность проводов (для больших пролетов между точками крепления и для сетей в районах с тяжелыми атмосферными условиями)
АК	Алюминиевый коррозионностойкий	16—600	Для воздушных сетей и линий электропередачи до 10 кв для промышленных и морских прибрежных районов, где наблюдается ускоренная коррозия проводов
АСК	Сталеалюминиевый коррозионностойкий	10—400	То же, когда требуется повышенная механическая прочность проводов
БА	Биметаллический сталеалюминиевый	4—500	Провода в диапазоне сечений 4—35 мм ² предназначаются для электрификации сельского хозяйства и для ответвлений от воздушных линий к вводам в здания. Провода больших сечений применяются для сооружения больших переходов через реки и другие препятствия
ПСО	Стальной однопроволочный	∅ 3; 3,5; 4; 5 мм	Для воздушных сетей с небольшими нагрузками
ПС	Стальной многопроволочный	25—70	То же

прочности и алюминиевая оболочка является проводящей частью провода.

Провода алюминиевые и сталеалюминиевые изготавливаются по ГОСТ 839-59, а стальные — по ГОСТ 5800-51 и 8053-56.

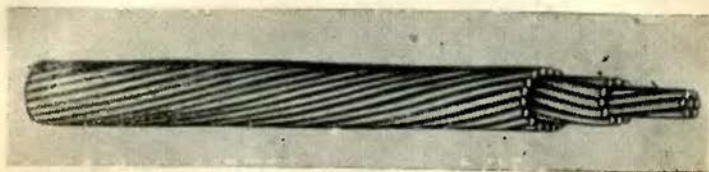


Рис. 2-2. Провод неизолированный сталеалюминиевый марки АС.

Марки, диапазоны сечений и области применения неизолированных проводов в сетях на номинальное напряжение до 10 кв указаны в табл. 2-1.

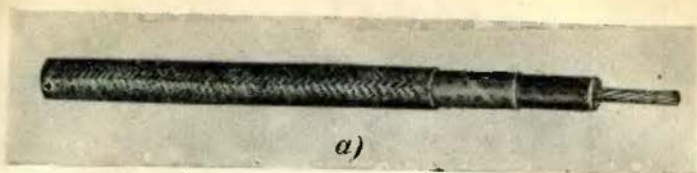
Таблица 2-2

Диаметры, веса и строительные длины алюминиевых неизолированных проводов

Номинальное сечение, мм ²	Диаметр, мм	Вес 1 км провода, кг	Строительная длина, м
16	5,1	44	4 500
25	6,4	68	4 000
35	7,5	95	4 000
50	9,0	136	3 500
70	10,7	191	2 500
95	12,4	257	2 000
120	14,0	322	1 500
150	15,8	407	1 250
185	17,5	503	1 000
240	20,0	656	1 000
300	22,4	817	1 000
400	25,8	1 087	800
500	29,1	1 376	600
600	32,0	1 658	500

2-2. ПРОВОДА И ШНУРЫ УСТАНОВОЧНЫЕ ИЗОЛИРОВАННЫЕ

Установочные изолированные провода и шнуры служат для распределения электрической энергии в силовых и осветительных установках при неподвижной прокладке их внутри помещений. Изолированные провода применяются также для прокладки на открытом воздухе при устройстве вводов в здания и при прокладках проводов по наружным стенам здания на изоляторах. Установочные провода и шнуры служат также для питания элек-



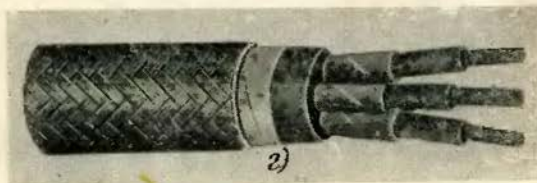
a)



б)



в)



г)



д)

Рис. 2-3. Конструкции проводов и шнуров.
 а — ПРГ; б — ШР; в — ДПРГ; г — ПРШП; д — ТПРФ и АТПРФ.

тродвигателей и различных промышленных и бытовых переносных электроприемников.

По напряжению провода изготавливаются на 220, 380, 500, 2 000 и 3 000 в переменного тока, а шнуры — на 220 в. По числу токопроводящих жил провода выпускаются одно-, двух-, трех-, четырех- и многожильными, а шнуры — преимущественно двухжильными (рис. 2-3). Токоведущие жилы проводов однопроволочные и много-

Марки проводов и шнуров с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией

Марка	Наименование проводов и шнуров	ГОСТ или ВТУ
<i>1. Установочные провода и шнуры с резиновой изоляцией с оплеткой из волокнистых материалов и без оплетки</i>		
АПН	Провод с алюминиевой жилой с найритовой резиновой изоляцией без оплетки	ТУКП 36-58
АПР	Провод с алюминиевой жилой в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнистым составом	ГОСТ 5352-52
АПРТО	Провод с алюминиевой жилой в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнистым составом, для прокладки в основном в стальных трубах	ТУКП 37-58
АПРВ	Провод с алюминиевой жилой в полихлорвиниловой оболочке одножильный	ТУКП 2-59
АР	Провод с медной жилой арматурный в непитанной оплетке из хлопчатобумажной пряжи одножильный	ГОСТ 1977-54
АРД	Провод с медными жилами арматурный в непитанной оплетке из хлопчатобумажной пряжи двухжильный	ГОСТ 1977-54
ДПРГ	Провод с медными жилами гибкий в общей оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнистым составом двухжильный	ГОСТ 1977-54
ПР	Провод с медной жилой в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнистым составом, одножильный	ГОСТ 1977-54
✓ПРГ	Провод с медной жилой гибкий в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнистым составом	ГОСТ 1977-54
ПРГЛ	Провод с медной жилой гибкий в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, покрытой лаком	ГОСТ 1977-54
ПРД	Провод с медными жилами гибкий в непитанной оплетке из хлопчатобумажной пряжи двухжильный	ГОСТ 1977-54

Марка	Наименование проводов и шнуров	ГОСТ или ВТУ
ПРЛ	Провод с медной жилой в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, покрытой лаком	ГОСТ 1977-54
ПРТО	Провод с медными жилами в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом, для прокладки в основном в стальных трубах	ВТУЭ 128-43
ПРВ	Провод с медной жилой в полихлорвиниловой оболочке одножильный	ТУКП 0-72-66
ПРГВ	Провод гибкий с медной жилой в полихлорвиниловой оболочке одножильный	ТУКП 0-72-66
ПРВД	Провод гибкий с медными жилами в полихлорвиниловой оболочке двухжильный	ТУКП 0-72-66
ШР	Шнур с медными жилами в непитанной оплетке из хлопчатобумажной пряжи двухжильный	ГОСТ 1977-54
РКГМ	Провод гибкий теплостойкий с медной жилой с изоляцией из кремнийорганической резины в оплетке из стекловолокна, пропитанной кремнийорганическим лаком, одножильный	ВТУ МЭП ОАА 505. 027-53
АТРГ	Провод тросовый с алюминиевыми жилами в оболочке из найритовой резины	ТУКП 69-59
<i>2. Установочные провода с резиновой изоляцией в металлических защитных оболочках</i>		
ПРП	Провод с медной жилой панцирный в защитной оплетке из стальной оцинкованной проволоки	ГОСТ 1843-46
ПРШП	Провод с медной жилой панцирный в шланговой оболочке и оплетке из стальных оцинкованных проволок	ГОСТ 1843-46
ТПРФ АТПРФ	Провод с медной жилой в рубчатой металлической фальцованной оболочке То же с алюминиевой жилой	ГОСТ 1843-46 ТУКП 98-60

Марка	Наименование проводов и шиуров	ГОСТ или ВТУ
<i>3. Установочные провода с полихлорвиниловой изоляцией</i>		
АПВ	Провод с алюминиевой жилой	ГОСТ 6323-62
ПВ	Провод с медной жилой	ГОСТ 6323-62
ПГВ	Провод с гибкой медной жилой	ГОСТ 6323-62
ППВ	Провод плоский с медными жилами с разделительным основанием	ГОСТ 6323-62
АППВ	То же с алюминиевыми жилами	ГОСТ 6323-62
ППВС	Провод плоский с медными жилами без разделительного основания	ГОСТ 6323-62
АППВС	То же с алюминиевыми жилами	ГОСТ 6323-62
УВГ	Провод с гибкой медной жилой	ТУК 281-57
УВОГ	Провод с особо гибкой медной жилой	ТУК 281-57
<i>4. Шнуры для бытовых электроприборов</i>		
ШВРО	Шнур с резиновой изоляцией скрученный с заполнением в общей оплетке из хлопчатобумажной пряжи, лощеной нитки, натурального или искусственного шелка	ГОСТ 7399-55
ШВРШ	Шнур с резиновой изоляцией скрученный с заполнением в шланговой резиновой оболочке	ГОСТ 7399-55
ШПВ	Шнур с двумя параллельно уложенными жилами в общей изоляции из полихлорвинилового пластиката	ГОСТ 7399-55
ШПО и ШПРО	Шнур с изоляцией из хлопчатобумажной пряжи двухжильный с параллельно уложенными жилами в общей оплетке из хлопчатобумажной пряжи, лощеной нитки, натурального или искусственного шелка	ГОСТ 7399-55
ШВВШ	Шнур с медными жилами с полихлорвиниловой изоляцией скрученный в полихлорвиниловой оболочке	ТУК 271-57

Марка	Наименование проводов и шнуров	ГОСТ или ВТУ
<i>5. Провода и кабели с алюминиевыми жилами для преимущественного применения в сельском хозяйстве</i>		
АВВГ	Кабель с поливинилхлоридной изоляцией в поливинилхлоридной оболочке	ГОСТ 11160-65
АВПГ	То же с полиэтиленовой изоляцией	ГОСТ 11160-65
АППР	Провод с резиновой изоляцией для прокладки по деревянным основаниям	ТУ 017-31-63
АСВ-1	Кабель самонесущий со стальным тросом с изоляцией из светостойкого пластика. Трос допускает усилие 230 кг	ТУ 017-32-63
АСВ-2	То же. Усилие 650 кг	ТУ 017-32-63

Таблица 2-4

Диапазоны сечений проводов и шнуров в зависимости от числа жил и напряжения

Марка провода и шнура	Число жил	Диапазоны сечений жил, мм ² , при номинальном напряжении, в				
		220	380	500	2 000	3 000
<i>1. Провода и шнуры с резиновой изоляцией</i>						
АПН	1	—	—	2,5—6	—	—
АПН	2,3	—	—	2,5—4	—	—
АПР	1	—	—	2,5—400	—	—
АПРТО	1	—	—	2,5—400	2,5—400	—
АПРТО	2, 3, 4	—	—	2,5—120	2,5—120	—
АПРВ	1	—	—	2,5—6	—	—
АР	1	0,5 и 0,75	—	—	—	—
АРД	2	0,5 и 0,75	—	—	—	—

Марка провода и ширина	Число жил	Диапазоны сечений жил, мм ² , при номинальном напряжении, в				
		220	380	500	2 000	3 000
ДПРГ	2	—	0,5—10	—	—	—
ПРД	2	—	0,5—6	—	—	—
ПР, ПРГ	1	—	—	0,75—400	—	1,5—185
ПРГЛ	1	—	—	0,75—70	—	—
ПРЛ	1	—	—	0,75—6	—	—
ПРТО	1	—	—	1—500	1—500	—
ПРТО	2, 3, 4	—	—	1—120	1—120	—
ПРВ	1	—	—	0,75—6	—	—
ПРГВ	1	—	—	0,75—6	—	—
ПРВД	2	—	0,5—6	—	—	—
ШР	2	0,5—1,5	—	—	—	—
РКГМ	1	—	0,75—95	—	—	—
<i>2. Провода с резиновой изоляцией в металлической защитной оболочке</i>						
ПРП, ПРШП	1, 2, 3, 4	—	—	1—95	—	—
ТПРФ	1, 2, 3, 4	—	—	1—10	—	—
АТПРФ	2, 3	—	—	2,5—4	—	—
<i>3. Установочные провода с полихлорвиниловой изоляцией</i>						
ПВ, ПВГ	1	—	—	0,75—95	—	—
√ АПВ	1	—	—	2,5—120	—	—
ППВ, ППВС	2, 3	—	—	0,75—4	—	—
АППВ, АППВС	2, 3	—	—	2,5—6	—	—
УВГ	1	—	1,5—25	—	—	—
УВОГ	1	—	1,5—6	—	—	—

Примечания: 1. Число жил и сечения соединительных шнуров для бытовых электроприборов указаны в табл. 2-6.

2. Четырехжильные провода марок ПРТО и АПРТО, а также двухжильные и трехжильные провода марок ПРП, ПРШП и ТПРФ изготавливаются с нулевой или заземляющей жилами, сечения которых указаны в табл. 2-5.

Таблица 2-5

Сечения нулевой (заземляющей) жилы проводов марок ПРТО, АПРТО, ПРП, ПРШП и ТПРФ

Сечение основных (фазных) жил, мм ² . .	1; 1,5	2,5	4	6	10; 16	25, 35	50	70	95
Сечение нулевой (заземляющей) жилы, мм ²	1	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35

Таблица 2-6

Рекомендуемые марки проводов и шнуров

Рекомендуемые марки проводов	Основная область применения	Способ прокладки
ПР-500 АПР-500, ПРВ-500, АПРВ-500	Осветительные и силовые сети внутри сухих и сырых помещений и вне зданий, в пожароопасных помещениях, во вторичных цепях при напряжениях до 500 в переменного и 1 000 в постоянного тока	В изоляционных трубках, роликах, изоляторах и клицах, по металлическим и бетонным поверхностям с прокладкой под провода изолирующих материалов
ПР-3000	Осветительные и силовые сети внутри помещений и вне зданий (с импульсными перенапряжениями) при напряжении до 3 000 в переменного тока	В стальных трубах, металлических рукавах, на изоляторах
ПРЛ, ПРГЛ	Вторичные цепи, релейные щиты и пульта, распределительные щиты и шкафы при напряжении до 500 в переменного и 1 000 в постоянного тока; ПРГЛ употребляется в случаях, когда требуется гибкость провода	Открыто по панелям и скрыто в коробах

Рекомендуемые марки проводов	Основная область применения	Способ прокладки
ПРГ-500, ПРГВ-500	Соединение подвижных частей электрических машин, аппаратов и приборов внутри и вне зданий, по станкам до 500 в переменного и 1 000 в постоянного тока	В металлических рукавах
ПРГ-3000 ПВ • АПВ	То же постоянного или переменного тока до 3 000 в Осветительные и силовые сети внутри помещений (сухих, сырых, особо сырых, с парами минеральных кислот и щелочей) при температуре окружающей среды не выше +40° С, осветительные щиты, пусковые ящики, закрытые шкафы до 500 в переменного и 1 000 в постоянного тока и для вторичных цепей	То же В трубах, на роликах, изоляторах и клицах, по металлическим и бетонным поверхностям с прокладкой под проводом изолирующих материалов
ПГВ	Осветительные и силовые сети, вторичные цепи станков и механизмов при наличии масел и эмульсии до 500 в переменного тока и 1 000 в постоянного тока	В трубах и металлических рукавах
ПРД ПРВД ПРТО-500 АПРТО-500	Осветительные сети в сухих и отапливаемых помещениях	На роликах
	Осветительные и силовые сети во взрывоопасных помещениях; провода марки ПРТО — также по взрывоопасным поверхностям машин, агрегатов и кранов в случаях, когда вскрытие трубопроводов представляет большие трудности (например, прокладка труб под художественной облицовкой), а также во вторичных цепях до 500 в переменного и 1 000 в постоянного тока	В стальных трубах и металлических рукавах
ПРТО-2000 АПРТО-2000	Осветительные и силовые сети, вторичные цепи (с импульсными перенапряжениями) до 2 000 в переменного тока	То же

Рекомендуемые марки проводов	Основная область применения	Способ прокладки
ПРП	Осветительные и силовые сети, вторичные цепи станков и механизмов при наличии легких механических воздействий на провод и отсутствии воздействий на провод масел и эмульсий до 500 в переменного и 1 000 в постоянного тока	Открыто с закреплением скобками
ПРШП	Осветительные и силовые сети, вторичные цепи мостовых кранов, экскаваторов, машин и механизмов при наличии механических воздействий на провод и отсутствии воздействий масел, эмульсий и т. п. до 500 в переменного и 1 000 в постоянного тока	То же
ТПРФ, АТПРФ	Осветительные и силовые сети в сухих помещениях при наличии легких механических воздействий на провод (например, проводки в лестничных клетках), а также в тех случаях, когда открытую проводку по архитектурным соображениям выполняют незаметной (клубы, кино, театры, музеи и т. п.) до 500 в переменного и 1 000 в постоянного тока	Открыто с закреплением скобками
АР, АРД	Зарядка осветительных арматур в сухих помещениях при напряжении до 220 в между жилами в том случае, если от проводов не требуется гибкости	Внутри и поверх осветительных арматур, кроме светильников с люминесцентными лампами
ДПРГ	Зарядка осветительных арматур вне зданий и в сырых помещениях при напряжении до 220 в в том случае, если провода должны обладать гибкостью	Внутри осветительной арматуры, кроме светильников с люминесцентными лампами.
ШР	Присоединение подвижных электроприемников в сухих помещениях к сетям с номинальным напряжением между жилами до 220 в	Открыто

Рекомендуемые марки проводов	Основная область применения	Способ прокладки
РКГС	Выводы электродвигателей с повышенной температурой. прокладки в установках, требующих теплостойкости до 180° С в сетях с номинальным напряжением до 380 в	Открыто в трубах, в металлических рукавах
АПН	Осветительные сети и сети мелких силовых нагрузок (до 1 квт) в сухих и сырых помещениях по стенам и потолкам в сетях с номинальным напряжением до 380 в	Открыто
ППВ, АППВ	Осветительные сети внутри помещения по стенам и потолкам в сухих и сырых помещениях	Открыто и скрыто (под штукатуркой или в строительных конструкциях)
ППВС, АППВС	То же	Скрыто под штукатуркой или в строительных конструкциях
УВГ, УВОГ ШВРО:	В полевых условиях	Фиксированная прокладка
2×0,5 мм ²	Для дорожных утюгов, медицинских грелок и электропаяльников	—
2×0,75 мм ²	Для утюгов	—
2×1 мм ²	Для утюгов свыше 600 вт	—

Рекомендуемые марки проводов	Основная область применения	Способ прокладки
3×0,75 мм ²	Для переносных электроприборов в условиях, требующих заземления электроприбора	—
ШПРО: 2×0,5 мм ²	Для настольных ламп, вентиляторов, сферических отражателей, телевизоров, медицинских рефлекторов	—
2×0,75 мм ²	Для настольных ламп, плиток, чайников, кофейников, кастрюль, удлинителей, телевизоров и трансформаторов к бытовым приборам	—
ШВРШ: 2×0,75 мм ²	Для холодильников, пылесосов, электрополотеров, стиральных машин и удлинителей	—
2×1 мм ²	Для плиток свыше 600 вт	—
3×0,75 мм ²	Для холодильников, пылесосов, электрополотеров, стиральных машин и удлинителей в условиях, требующих заземления электроприбора	—
3×1 мм ²	Для плиток свыше 600 вт в условиях, требующих заземления	—
ШПВ: 2×0,35 мм ²	Для абонентских громкоговорителей и электробритв	—
2×0,5 мм ²	Для радиоприемников, телевизоров, радиогранмофонов, электропроигрывателей и магнитофонов	—
2×0,75 мм ²	То же	—
ШПО 2×0,35 мм ²	Для абонентских громкоговорителей	—
ШВВШ 3×0,35 мм ²	К электрическим машинкам для стрижки волос	—

Выбор способа проводки в осветительных сетях

Проводка	Проводы ²	Способ прокладки	Характер				
			Сухие нормальные		Влажные	Сырые	Особо сырые
			Административные и бытовые	Производственные			
Открытые по негорячим и труднотгорячим конструкциям и поверхностям на изолирующих опорах	ПРД, ПРВД	На роликах	×	—	—	—	—
	АПР, АПРВ, АПВ	То же	×	×	×	× ³	× ³
	АПР, АПРВ, АПВ	На изоляторах	×	+	+	+	+
	Голые	То же	—	×	×	×	×
Открытые струнные и тросовые	АТРГ, АСВ	Перекидные	—	+	+	+	×
	АВВГ, АПВГ, АНРГ, АВРГ, АСРГ	По струне	—	×	+	+	× ³
	АПР, АПРВ, АПВ	На тросе	—	+	+	—	—
	ВБВ, ЛБВ	То же	—	—	—	—	—
Открытые непосредственно по негорячим и труднотгорячим конструкциям и поверхностям	АПВ, АПРТО, АПРВ, АПР	В винилпластовых трубах	+	+	+	+	+
	АПР, АПРВ, АПВ	В бумажно-металлических трубах	+	+	+	—	—
	АПВ, АПРТО	В стальных водогазопроводных обычных трубах	—	—	—	—	—
То же	АПВ, АПРТО, АПРВ, АПР	В стальных водогазопроводных тонкостенных трубах	—	+	+	+	+
	АПВ, АПРТО, АПРВ, АПР	В стальных электросварных трубах	—	+	+	—	—

в зависимости от условий среды

ростки помещений¹

Пыльные	Жаркие	С химически активной средой	Пожароопасные				Взрывоопасные						Наружные проводки	Чердаки	
			П-I	П-II	П-IIa	П-III	В-I	В-Ia	В-1б	В-Ir	В-II	В-IIa			
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	×	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	×	×
+	+	+	+ ⁶	+ ⁶	+ ⁶	+ ⁶	-	-	-	-	-	-	-	+	×
-	×	×	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
×	×	-	×	×	×	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-
+	+	×	+ ⁶	+ ⁶	+ ⁶	×	-	×	+ ⁹	-	-	-	×	×	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	+	-	-	-	-	-	-	+ ¹²	+	+	-	+	-	-
+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-
×	×	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	+ ¹²	+ ¹²	+	+	+	+	-	-	-
+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	+	+
+	+	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	×

Проводка	Провода ²	Способ прокладки	Характер				
			Сухие нормальные		Влажные	Сырые	Особо сырые
			Административные и бытовые	Производственные			
Открытые непосредственно по неогоряемым и трудноогоряемым конструкциям и поверхностям	АПВ, АПР, АПРВ	В коробах и лотках	-	+	+	-	-
	АВВГ, АПВГ, АНРГ, АВРГ, АСРГ	На скобах	×	×	+	+	×
	АТПРФ	То же	+	+	-	-	-
	АППВ, АПН, АППВС	Приклеиванием или на гвоздях	+	×	×	×	-
	ВБВ, АВБВ	На скобах	-	-	-	-	-
Открытые по огораемым конструкциям и поверхностям	ПРД, ПРВД	На роликах	+	+	-	-	-
	АПР, АПРВ, АПВ	То же	×	+	+	+	+
	АПР, АПРВ, АПВ	На изоляторах	-	+	+	+	+
	АТПРФ	На скобах	+	+	-	-	-
То же	АППВ, АПН	На роликах ¹¹	+	+	+	×	×
	АППР	На скобах ¹¹	+	+	+	-	-
Скрытые в неогоряемых стенах, перекрытиях и конструкциях	АПР, АПРВ, АПВ	В бумажно-металлических трубах	+	+	+	-	-
	АПВ, АПРТО, АПРВ, АПР	В винилпластовых или полиэтиленовых трубах	+	+	+	+	+
	АПР, АПВ, АПРВ	В резиновых трубах	+	+	+	-	-

ристики помещений¹

Пыльные	Жаркие	С химически активной средой	Пожароопасные				Взрывоопасные					Наружные проводки	Чердаки		
			П-I	П-II	П-IIa	П-III	В-I	В-Ia	В-Iб	В-Iг	В-II			В-IIa	
-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
+	×	×	+	+	+	+	-	+ ^{9,12}	+ ⁹	-	-	-	+ ⁹	+	+
+	+	-	-	+ ¹⁰	+ ¹⁰	-	-	-	×	-	-	-	-	-	-
+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	+	-	-	-	-	-	+ ¹²	+	+	-	+	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
×	×	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
×	-	-	-	×	×	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Проводка	Провода ²	Способ прокладки	Характер				
			Сухие нормальные		Влажные	Сырые	Особо сырые
			Административные и бытовые	Производственные			
Скрытые в негорючих стенах, перекрытиях и конструкциях	АПВ, АПРТО	В стальных водопроводных обычных трубах	—	—	—	—	—
То же	АПВ, АПРТО, АПРВ	То же в тонкостенных водопроводных трубах	—	+	+	+	+
		То же в электросварных трубах	—	+	+	—	—
	АППВС, АПН, АПВ	В замкнутых каналах строительных конструкций и под штукатуркой	+	×	+	+	—
	АППВС	Путем замоноличивания в строительной конструкции	+	×	+	+	—

¹ + — рекомендуется; × — допускается; — — запрещается или применение

² Кабели и провода с полихлорвиниловой или поливинилхлоридной изоляцией и кабелей с резиновой изоляцией при среде, агрессивной по отношению к помещению, а также при химически активной среде. В наружных проводках необходимо защищать от прямых солнечных лучей.

³ Допускается прокладка на роликах для сырых мест.

⁴ Допускается в местах, защищенных от непосредственного попадания осадков

⁵ Разрешается прокладка на роликах только для производственных зданий

⁶ Провода должны быть удалены от мест скопления горючих материалов и

⁷ Рекомендуется провод марки АСВ для вводов в здания в сельской местности

⁸ Допускается при применении струны или троса из материалов, не подверженных коррозии

⁹ Прокладка может выполняться при отсутствии возможности механических повреждений

¹⁰ Допускается при отсутствии пыли, образующей с влагой соединения, в помещениях

¹¹ Разрешается прокладка для помещений в сельских местностях.

¹² Для помещений классов В-I и В-Ia применяются провода и кабели

Примечания: 1. Технические этажи бесфонарных и герметичных зданий. 2. Для скрытых проводок в сухих и влажных помещениях допускается прокладка на накатной резьбе.

³ Таблица заимствована из [Л. 23].

ристики помещений¹

Пыльные	Жаркие	С химически активной средой	Пожароопасные				Взрывоопасные					Наружные проводки	Чердаки	
			П-I	П-II	П-IIa	П-III	В-I	В-Ia	В-Iб	В-Iг	В-II			В-IIa
-	-	-	-	-	-	-	+ ¹²	+ ¹²	+	+	+	+	+	-
+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	+	+
+	+	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	×
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	×

нецелесообразно.

щей и оболочкой (АПВ; АПРВ; АВРГ; АВВГ' и т. п.) применяют взамен проводов резине (при возможности воздействия масел, эмульсии), в сырых и особо сырых помещениях применяют провода с резиновой изоляцией (АПР); кабели марок АВРГ, АВВГ

ков, на роликах — для сырых мест.

при высоте прокладки не менее 2,5 м, а на изоляторах — для любых зданий, недоступны для механических воздействий.

ности.

железных коррозий.

и химических воздействий.

разрушающе действующие на металлическую оболочку.

с медными жилами.

ний рассматриваются как производственные помещения (а не чердаки).

кладка тонкостенных электросварных труб при условии соединения их муфтами

проволочные (гибкие) изготавливаются из круглой медной или алюминиевой проволоки.

Изоляция проводов и шнуров изготавливается из резины или полихлорвинилового пластика. Защитным покровом проводов и шнуров с резиновой изоляцией служит оплетка из волокнистых материалов, пропитанная или не пропитанная противогнилостным составом. Провода и шнуры с полихлорвиниловой изоляцией, как правило, изготавливаются без защитных покровов.

Перечень марок проводов и шнуров с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией приведен в табл. 2-3, а диапазоны сечений — в табл. 2-4.

При выборе марок проводов и шнуров следует руководствоваться назначением их, рабочим напряжением и условиями окружающей среды.

В табл. 2-6 приведены рекомендации по выбору проводов и шнуров с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией.

В табл. 2-7 приведены рекомендации по выбору способа прокладки для осветительных сетей.

2.3. СИЛОВЫЕ КАБЕЛИ

Силовые кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии в самых разнообразных условиях прокладки (в земле, под водой, на открытом воздухе и внутри помещений).

Токопроводящие жилы силовых кабелей изготавливаются из алюминия или электролитической меди. Сечения алюминиевых и медных токопроводящих жил принимаются стандартными. По форме токопроводящие жилы разделяются на круглые, сегментные и секторные.

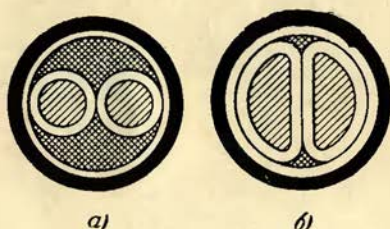


Рис. 2-4. Двухжильный кабель.
а — с круглыми жилами; б — с сегментными жилами.

Силовые кабели изготавливаются с бумажной, резиновой или пластмассовой изоляцией жил. Толщина изоляционного слоя зависит от сечения жил и номинального напряжения кабеля.

Для защиты изоляции от увлажнения и химических воздействий окружающей среды силовые кабели покрываются оболочкой из алюминия, свинца, полихлорвинила или негорючей резины.

Для предохранения от механических повреждений служит броня, выполняемая из стальных лент или круглых стальных проволок.

Кабели, прокладываемые в земле, поверх брони покрываются наружной защитной оболочкой из кабельной оплетки, пропитанной битумным составом, защищающей броню кабеля от коррозии.

Конструкции кабелей с бумажной изоляцией представлены на рис. 2-4—2-9, а с резиновой изоляцией — на рис. 2-10 и 2-11.

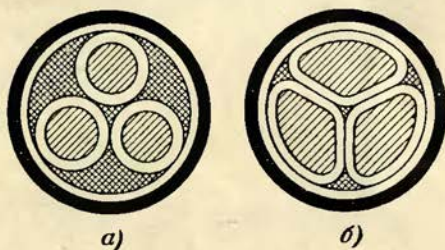


Рис. 2-5. Трехжильный кабель.

a — с круглыми жилами; *b* — с секторными жилами.

Перечень марок и диапазон сечений кабелей до 10 кв приведены в табл. 2-8.

При маркировке кабелей приняты следующие условные буквенные обозначения (поясняются в порядке их следования):

Буква «А», поставленная в начале маркировки, — кабель с алюминиевыми жилами (кабель с медными жилами не имеет

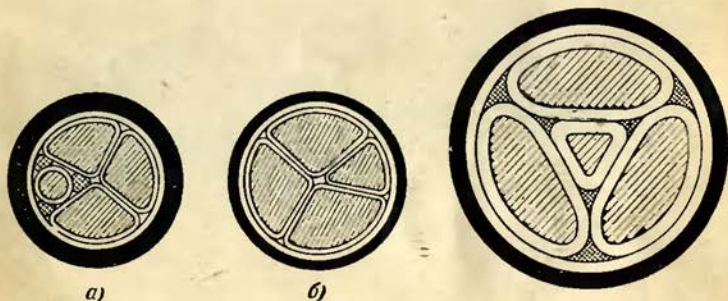


Рис. 2-6. Четырехжильный кабель.

a — с секторными основными жилами и круглой нулевой; *b* — с секторными жилами.

Рис. 2-7. Четырехжильный кабель с нулевой жилой в центре.

специального обозначения и отличается от кабеля с алюминиевыми жилами отсутствием буквы «А» в начале маркировки).

Буква «Ц» — нестекающий пропитывающий бумажную изоляцию состав на основе церезина (маслоканифольный пропитывающий состав отличается отсутствием буквы «Ц» в маркировке кабеля).

Изоляция жил кабеля:

- П — полиэтиленовая;
- В — полхлорвиниловая;
- Р — резиновая.

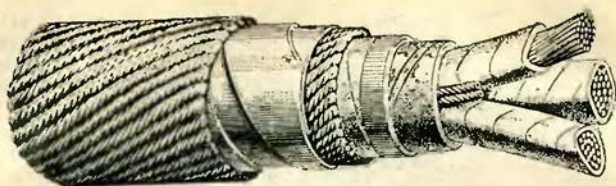


Рис. 2-8. Силовой кабель с ленточной броней и наружными покровами из пропитанной кабельной пряжи марки СБ.

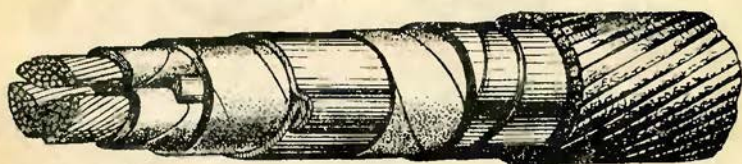


Рис. 2-9. Силовой кабель в алюминиевой оболочке с холодносварным швом.

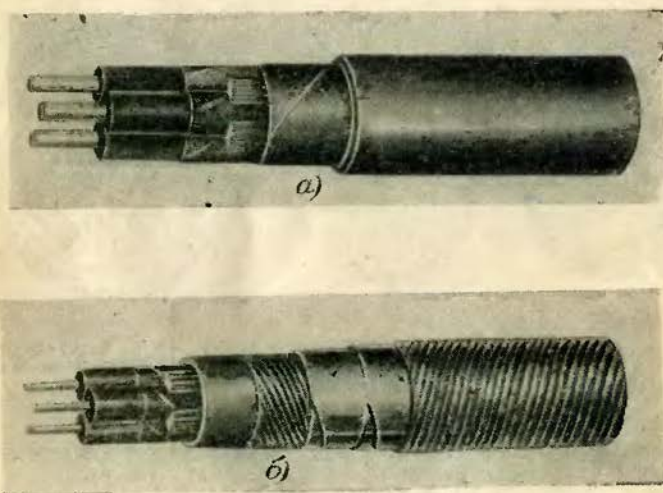


Рис. 2-10. Кабели силовые с резиновой изоляцией в свинцовой оболочке.
 а — небронированный марки СРГ; б — бронированный с наружным покровом марки СРБ.

Отдельно ошлангованные или покрытые металлическими оболочками жилы кабеля обозначаются буквой «О».

Материал оболочки кабеля:

А — алюминий;

С — свинец;

— В — полихлорвинил;

Н — негорючая резина.

Индекс «гв» обозначает гофрированную оболочку с полихлорвиниловым шлангом, буква «Ш» — алюминиевую оболочку с холодносварным швом.

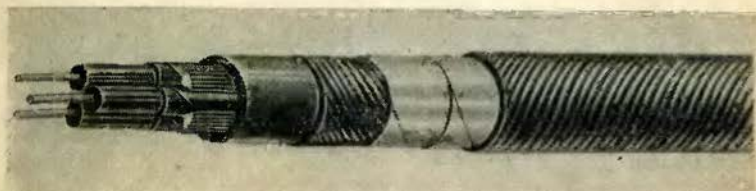


Рис. 2-11. Кабель с резиновой изоляцией в полихлорвиниловой оболочке бронированный с наружным покровом марки ВРБ.

Защитные покровы кабеля имеют обозначения по ГОСТ 7006-62;

— Б — броня из двух стальных лент с защитным наружным покровом;

БГ — броня из двух стальных лент без наружного покрова;

К — броня из круглых стальных оцинкованных проволок с защитным наружным покровом;

КГ — броня из стальных круглых оцинкованных проволок без наружного покрова.

Буква «Т» в конце марки обозначает, что кабель предназначен для прокладки в трубах или блоках.

Обозначения 1К и 2К указывают на наличие у кабеля одной или двух контрольных жил.

Например, марка АЦАБГ обозначает: силовой кабель с алюминиевыми жилами (А) с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающей массой на основе церезина (Ц), в алюминиевой оболочке (А), бронированной двумя стальными лентами (Б), без наружного покрова (Г). Кабель марки СК — силовой кабель с медными жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслосиликоновым составом, в свинцовой оболочке (С), бронированный стальными круглыми оцинкованными проволоками (К) с защитным наружным покровом.

Кабели с бумажной пропитанной изоляцией в алюминиевой оболочке изготавливаются по ГОСТ 6516-55, в свинцовой оболочке — по ГОСТ 340-59, кабели с резиновой изоляцией — по ГОСТ 433-58. Кабели силовые с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке изготавливаются в соответствии с техническими условиями МРТУ-2-43-61, МРТУ-2-43-13-61 и ТУКП-127-67.

Рекомендуемые области применения основных марок силовых кабелей в зависимости от условий окружающей среды и способов прокладки приведены в табл. 2-12.

**Сортамент силовых кабелей по маркам, сечению
токопроводящих жил и номинальному напряжению**

Марка кабеля	Число жил	Номинальное напряжение, кВ				
		0,65	1	3	6	10
		Диапазон сечений, мм ²				

*1. Кабели с бумажной изоляцией, пропитанной
маслоканифольным составом*

ААГ	1	—	35—800	6—625	10—185	16—185
	2	—	35—150	—	—	—
	3	—	35—240	6—240	10—240	16—240
	4	—	35—185	—	—	—
ААБ, ААБГ	1	—	35—800	6—625	10—185	16—185
	2	—	35—150	—	—	—
	3	—	35—240	6—240	10—240	16—240
	4	—	25—185	—	—	—
ААГв	3	—	35—240	6—240	10—240	16—240
ААБ-1К, ААБ-2К	1	—	185—800	—	—	—
АСГТ	3	—	35—240	4—240	10—240	16—240
СГТ	1	—	35—800	6—625	10—185	16—185
	2	—	35—150	—	—	—
	3	—	35—240	4—240	10—240	16—240
	4	—	35—185	—	—	—
СБ, СБГ	1	—	35—800	6—625	10—185	16—185
	2	—	35—150	—	—	—
	3	—	35—240	4—240	10—240	16—240
	4	—	25—185	—	—	—
СК	3	—	25—240	25—240	16—240	16—240
	4	—	25—120	—	—	—

*2. Кабели с бумажной изоляцией, пропитанной
нестекающей массой на основе церезина*

ЦСБ, ЦСБГ, ЦСК, ЦСКГ	1	—	35—240	—	10—185	16—185
	2	—	35—150	—	—	—
	3	—	35—240	—	10—185	25—185
	4	—	35—185	—	—	—
АЦАБ, АЦАБГ, АЦАГ	1	—	35—240	6—240	10—185	16—185
	2	—	35—150	—	—	—
	3	—	35—240	6—240	10—240	16—240
	4	—	35—185	—	—	—

Марка кабеля	Число жил	Номинальное напряжение, кВ				
		0,66	1	3	6	10
		Диапазон сечений, мм ²				

3. Кабели с бумажной изоляцией, пропитанной
маслоканифольным составом, в алюминиевой оболочке
с холодносварным швом

ААША, ААШБ, ААШБГ	3; 4	—	6—35	—	—	—
-------------------------	------	---	------	---	---	---

4. Кабели с резиновой изоляцией

АВРГ, АНРГ	1 2; 3	4—240 4—185	— —	— —	— —	— —
АВРБ, АНРБ, АВРБГ, АНРБГ, ВРБ, ВРБГ, НРБ, НРБГ	2; 3	4—185	—	—	—	—
ВРГ, НРГ	1 2; 3	1—240 1—185	— —	— —	— —	— —
СРГ	1 2; 3	1—240 1—185	— —	1,5—500 1,5—70	2,5—500 —	— —
СРБ, СРБГ	2; 3	4—185	—	4—70	—	—

5. Кабели с пластмассовой изоляцией

АВВГ, АПВГ	1 2 3	2,5—35 2,5—35 2,5—35	— — —	— — —	— — 10—150	— — —
ААВБ, АПВБ	2 3	2,5—35 2,5—35	— —	— —	— 10—150	— —
АПОВБ, АПОВБГ, ПОВБ, ПОВБГ	3	—	—	—	—	16—150
ВВГ-Т, ВВБ-Т, ВВБГ-Т	1; 2; 3	—	1,5—240	40—240	—	—
ВВГ-Т, ВВБ-Т, ВВБГ-Т	4	—	1,5—240	—	—	—

Марка кабеля	Число жил	Номинальное напряжение, кВ				
		0,66	1	3	6	10
		Диапазон сечений, мм ²				
АВВГ-Т АВВБ-Т, АВВБГ-Т	1; 2; 3	—	2,5—240	4,0—240	—	—
АВВГ-Т, АВВБ-Т, АВВБГ-Т	4	—	2,5—240	—	—	—
ВВГ-Т	5	—	1,5—25	—	—	—
АВВГ-Т	5	—	2,5—35	—	—	—
АВВГ, АПВГ	2	2,5—6	—	—	—	—
	3	4—16	—	—	—	—
(облег- ченные)	4	4—50	—	—	—	—
	5	6—50	—	—	—	—
	6	16—50	—	—	—	—
	7	16—50	—	—	—	—
АПАПВ, АВАПВ (облег- ченные)	3	—	—	—	—	10—50

Примечание. Трехжильные кабели с пластмассовой и резиновой изоляцией 0,66 кВ могут быть изготовлены с дополнительной заземляющей или нулевой жилой.

Таблица 2-9

**Сечение нулевых или заземляющих жил силовых
четырёхжильных кабелей**

Сечение основных жил, мм ²	Сечение нулевой или заземляющей жилы, мм ²	
	Кабели с бумажной изоляцией и облегченные кабели с пластмассовой изоляцией	Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией
1	—	1
1,5	—	1
2,5	—	1,5
4	2,5	2,5
6	4	4
10	6	6
16	10	10
25	16	10
35	16	10

Сечение основных жил, мм ²	Сечение нулевой или заземляющей жилы, мм ²	
	Кабели с бумажной изоляцией и облегченные кабели с пластмассовой изоляцией	Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией
50	25	16
70	25	25
95	35	35
120	35	35
150	50	50
185	50	50

Таблица 2-10

**Сечение нулевых и заземляющих жил силовых кабелей
1—3 кв с пластмассовой изоляцией, в пластмассовой
оболочке (ТУКП-127-67)**

основной жилы	Номинальное сечение, мм ²			
	нулевой (четвертой) жилы		заземляющей (пятой) жилы	
	медь	алюминий	медь	алюминий
1,5	1,0 и 1,5	—	1,0	—
2,5	1,5 и 2,5	2,5	1,5	2,5
4	2,5 и 4,0	2,5 и 4	2,5	2,5
6	4 и 6	4 и 6	4	4
10	6 и 10	6 и 10	6	6
16	10 и 16	10 и 16	10	10
25	16	16 и 25	16	16
35	16	16 и 35	—	16
50	25	25 и 50	—	—
70	35	35 и 70	—	—
95	50	50 и 95	—	—
120	70	70 и 120	—	—
150	70	70	—	—
185	95	95	—	—
240	120	120	—	—

Примечания. 1. Четырехжильные кабели марок АВВГ-Т и ВВГ-Т на напряжение 1 кв для осветительных сетей с люминесцентными лампами изготавливаются с жилами одного сечения.

2. Пятижильные кабели имеют четыре основные жилы одинакового сечения и заземляющие жилы меньшего сечения.

Силовые кабели с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольным составом, без специальных устройств (стопорной муфты) применяются для прокладки на участках трассы с разностью двух любых точек или концов разделок, не превышающей значений, указанных в табл. 2-11.

Таблица 2-11

Максимальная допустимая разность уровней двух любых точек или концевых разделок при прокладке силовых кабелей с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольным составом

Характеристика кабелей	Максимальная допустимая разность уровней, м
1. Кабели в алюминиевой оболочке на напряжение, кв:	
1 и 3	25
6	20
1 кв с изоляцией из предварительно пропитанной бумаги	Не ограничивается
2. Кабели в свинцовой оболочке на напряжение, кв:	
1 и 3 не бронированные	20
1 и 3 бронированные	25
6 и 10	15

Для вертикальной прокладки выпускаются силовые трехжильные кабели с изоляцией из бумаги, пропитанной нестекающей массой, на основе церезина. Кабели изготавливаются по ТУ 4-61 и могут прокладываться на вертикальных и крутонаклонных трассах без ограничения величины разности уровней верхней и нижней точек трассы кабеля.

Таблица 2-12

Области применения основных марок силовых кабелей

Марки кабелей	Назначение кабелей
ААБ, АВРБ, АНРБ, АВВБ, АПВБ, ААШВ, СБ, СРБ, ВРБ, НРБ, ВВБ-Т, ААВБ-Т	Для прокладки в земле в траншее, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
ААБГ, АВРБГ, АНРБГ, ААШБГ, СБГ, СРБГ, ВРБГ, НРБГ, ВВБГ-Т, АВВБГ-Т	Для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
АЦАБ, ЦСБ	Для прокладки в земле в траншее при крутонаклонных трассах, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
АЦАБГ, ЦСБГ	Для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях, шахтах при вертикальных и крутонаклонных трассах, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям

Марки кабелей	Назначение кабелей
ЦСК	Для прокладки в земле в траншее при крутонаклонных трассах при наличии значительных растягивающих усилий
ЦСКГ	Для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях, шахтах при вертикальных и крутонаклонных трассах при наличии значительных растягивающих усилий
СК	Для прокладки под водой
ААГ	Для прокладки в помещениях, туннелях, каналах при отсутствии возможности механических повреждений в среде, нейтральной по отношению к алюминию
ААША	Для прокладки внутри помещений, в каналах, в земле в сельских местностях при отсутствии возможности механических воздействий
АЦАГ	Для прокладки в помещениях, в каналах, туннелях при вертикальных и крутонаклонных трассах, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям, в среде, нейтральной по отношению к алюминию
СРГ	Для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях при отсутствии вибрации и механических воздействий на кабель в среде, нейтральной по отношению к свинцу
АСГТ, СГТ	Для прокладки в трубах и блоках при отсутствии механических воздействий на кабель в среде, нейтральной по отношению к свинцу
ВВР, АВВГ-Т АНРГ, НРГ, АПВГ	Для прокладки в блоках и трубах
	Для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях при отсутствии механических воздействий на кабель
АВРГ, АВВГ, ВРГ	Для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях при отсутствии механических воздействий на кабель и при наличии агрессивных сред (кислот, щелочей и др.)
АВВГ, АПВГ облег- ченные для сельской местности	Для прокладки внутри помещений, в каналах в земле, в траншеях, если кабель не подвергается растягивающим усилиям и внешним механическим воздействиям, превышающим предусмотренные инструкцией по прокладке кабелей

Строительные длины силовых кабелей с бумажной изоляцией в алюминиевой оболочке

Номинальное сечение основной жилы, мм ²	Номинальное напряжение			
	до 1 кв		3 кв	6 кв
	трехжильные	четырежильные		
Строительная длина, м				
6	—	—	525	—
10	—	—	475	325
16	—	—	375	300
25	—	—	350	300
35	400	350	325	250
50	350	300	300	200
70	300	225	225	175
95	250	200	200	—
120	225	—	—	—

Строительные длины кабелей с бумажной изоляцией в свинцовой оболочке до 10 кв сечением: до 70 мм²—300 м, 95 и 120 мм²—250 м, более 150 мм²—200 м.

**2-4. ПРОКЛАДКА ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ
ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ ПОМЕЩЕНИЯХ**

Во взрывоопасных помещениях классов В-I и В-Iа для силовых и осветительных сетей должны применяться провода и кабели с медными жилами; прокладка в этих помещениях проводов и кабелей с алюминиевыми жилами не допускается. Во взрывоопасных помещениях всех остальных классов допускается применение проводов и кабелей с алюминиевыми жилами при условии выполнения соединений и оконцеваний пайкой или сваркой и наличии у аппаратов и приборов, к которым они присоединяются, специальных контактных зажимов.

Для силовых и осветительных сетей до 1000 в во взрывоопасных помещениях могут применяться кабели с бумажной изоляцией, кабели и провода с резиновой, полихлорвиниловой или равноценной ей изоляцией. При этом провода и небронированные кабели в помещениях классов В-I и В-II, а также в силовых сетях в помещениях класса В-Iа должны прокладываться в стальных трубах. Открытая прокладка небронированных кабелей допускается в силовых и осветительных сетях не выше 380 в и при отсутствии возможности механических и химических воздействий в помещениях классов В-Iб и В-IIа, а также в осветительных сетях в помещениях класса В-Iа. Во всех остальных случаях во взрывоопасных помещениях открыто проложенные кабели с резиновой или бумажной изоляцией до 1000 в и выше должны быть бронированными и не иметь наружных покровов из горючих материалов.

Изоляция проводов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению сети, но быть не ниже 500 в.

Электропроводки в стальных трубах должны испытываться на плотность соединений избыточным давлением 2,5 ат для помещений класса В-1 и 0,5 ат для помещений классов В-1а, В-11 и В-11а. При этом в течение 3—5 мин давление не должно уменьшаться более чем на 10—20%.

Открытая прокладка внутри взрывоопасных помещений неизолированных проводников, в том числе троллеев для кранов, запрещается, за исключением помещений классов В-1а и В-1б, для которых допускается применение неизолированных медных и алюминиевых токопроводов при условии их прокладки в соответствии с § VII-3-84 ПУЭ.

Допускается прокладка бронированных кабелей в каналах при условии засыпки их песком для помещений классов В-1 и В-1а, содержащих горючие пары или газы с удельным весом более 0,8 по отношению к воздуху, и для помещений класса В-11. При этом допустимые длительные нагрузки на кабели должны приниматься по соответствующим таблицам гл. 1-3 ПУЭ, как для кабелей, проложенных на воздухе, с учетом поправочного коэффициента на число работающих кабелей по табл. 4-21.

Допускается прокладка кабелей в туннелях и блоках, изолированных от производственных помещений негорючими перегородками, при условии устройства выводных отверстий в соответствии с требованиями п. 1 § VII-3-53 ПУЭ.

В помещениях класса В-1 в двухпроводных цепях с нулевым проводом должны быть защищены от сверхтоков как фазный, так и нулевой провод с установкой для одновременного отключения фазного и нулевого проводов двухполюсного выключателя. При этом для заземления должен быть проложен третий провод.

Во взрывоопасных помещениях нулевые провода должны иметь изоляцию, равноценную с изоляцией фазных проводов, и должны прокладываться в общей оболочке или трубе с фазными проводами.

При прокладке во взрывоопасных помещениях изолированных проводов и кабелей в стальных трубах сечений проводов и жил кабелей не должны быть ниже:

Медные провода и кабели:

для осветительных сетей	1,5 мм ²
для силовых сетей	2,5 мм ²

Алюминиевые провода и кабели:

для осветительных сетей	2,5 мм ²
для силовых сетей	4 мм ²

Применение алюминиевых проводов для зарядки светильников не допускается.

В помещениях класса В-1б и наружных установках класса В-1г выбор сечений и защита проводов и кабелей от токов перегрузки и коротких замыканий должны производиться, как для невзрывоопасных помещений.

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3-1. РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Расчетные нагрузки для промышленных предприятий находятся на основании «Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках».

Для электрических сетей расчетными нагрузками являются наибольшие возможные нагрузки длительностью не менее 30 мин.

Величина расчетной нагрузки зависит от числа и установленной мощности электроприемников, характера производства и степени автоматизации производственного процесса.

1. Номинальная (установленная) мощность электроприемников

Номинальная активная мощность для одного электроприемника определяется по формулам:

для приемников освещения и электродвигателей при длительном режиме работы

$$p_y = P_n, \text{ кВт}; \quad (3-1)$$

для электродвигателей повторно-кратковременного режима работы

$$p_y = \sqrt{PB_n} P_{n,п}, \text{ кВт}; \quad (3-2)$$

для трансформаторов электропечей

$$p_y = S_n \cos \varphi_n, \text{ кВт}; \quad (3-3)$$

для трансформаторов сварочных машин и аппаратов и сварочных трансформаторов ручной сварки

$$p_y = \sqrt{PB_n} S_n \cos \varphi_n, \text{ кВт}, \quad (3-4)$$

где P_n — номинальная мощность приемника освещения или номинальная (паспортная) мощность электродвигателя для длительного режима работы, кВт;

PB_n — номинальная (паспортная) продолжительность включения, отн. ед.;

$P_{n,п}$ — паспортная мощность электродвигателя при номинальной относительной продолжительности включения, кВт;

S_n — паспортная мощность трансформатора, кВа;

$\cos \varphi_n$ — коэффициент мощности электропечи, сварочного аппарата или сварочного трансформатора при номинальных условиях.

Номинальная мощность группы электроприемников определяется как сумма номинальных мощностей всех электроприемников:

$$P_y = \sum_1^n p_y, \text{ квт}, \quad (3-5)$$

где p_y — номинальная мощность электроприемника, квт;
 n — общее число электроприемников в группе.

2. Расчетные нагрузки

Для одного электроприемника расчетная активная мощность принимается равной:

при длительном режиме работы

$$P = p_y, \text{ квт} \quad (3-6)$$

при повторно-кратковременном режиме работы

$$P = \frac{p_y}{0,875} = 1,14 p_y, \text{ квт}, \quad (3-7)$$

где p_y — номинальная мощность электроприемника, квт.

При повторно-кратковременном режиме работы электроприемника установленная мощность должна быть приведена к длительному режиму работы по одной из формул (3-2) или (3-4).

Расчетная реактивная мощность одного электроприемника определяется из выражения

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi, \text{ квар}, \quad (3-8)$$

где φ — фазовый угол тока электроприемника при режиме расчетной нагрузки.

Для группы электроприемников числом до 3 включительно активная и реактивная расчетные мощности определяются как суммы соответственно активных и реактивных нагрузок электроприемников группы.

При ориентировочных расчетах допускается определять расчетную активную мощность одной или нескольких групп электроприемников по формуле

$$P = \sum_1^n K_c P_y, \text{ квт}, \quad (3-9)$$

где K_c и P_y — соответственно средняя величина коэффициента спроса¹ и установленная мощность группы однотипных электроприемников;

n — общее число групп электроприемников.

Реактивная расчетная мощность может быть определена из выражения

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi, \text{ квар}, \quad (3-10)$$

где φ — фазовый угол суммарного тока всей группы электроприемников для режима расчетной нагрузки.

¹ Коэффициентом спроса называется отношение расчетной нагрузки к номинальной.

Средние значения коэффициента спроса силовой нагрузки для некоторых производств приведены в табл. 3-1 и 3-2.

Коэффициент спроса осветительной нагрузки промышленных предприятий и относящихся к ним вспомогательных и бытовых сооружений принимается по табл. 3-3.

В общем случае коэффициент спроса группы электроприемников промышленного предприятия определяется как произведение коэффициентов использования ($K_{и}$) и максимума ($K_{м}$):

$$K_c = K_{и} K_{м}. \quad (3-11)$$

Коэффициенты использования и максимума группы электроприемников соответственно равны:

$$K_{и} = \frac{P_{см}}{P_y}; \quad (3-12)$$

$$K_{м} = \frac{P}{P_{см}}, \quad (3-13)$$

где $P_{см}$ — средняя активная нагрузка рассматриваемой группы электроприемников за наиболее нагруженную смену предприятия, *квт*¹;

P и P_y — соответственно расчетная и номинальная активная мощность той же группы электроприемников, *квт*.

Значения коэффициентов использования в зависимости от типа приводимых механизмов и характера производства приведены в табл. 3-1.

Значения коэффициента использования для нескольких групп электроприемников с разными значениями коэффициента использования определяются по формуле (3-12), в которой под $P_{см}$ следует понимать сумму средних нагрузок за наиболее нагруженную смену для всех групп электроприемников:

$$P_{см} = \sum_1^n K_{и} P_y, \text{ квт.} \quad (3-14)$$

Коэффициент спроса группы электроприемников для ориентировочных расчетов может быть принят в зависимости от коэффициента использования по табл. 3-4.

3. Определение коэффициента максимума

При расчетах на стадии технического проекта или рабочих чертежей расчетные нагрузки определяются с учетом коэффициента максимума², величина которого зависит от коэффициента использования и эффективного числа электроприемников.

¹ Определяется делением величины расхода электроэнергии за смену на продолжительность смены в часах.

² Коэффициентом максимума называется отношение максимальной расчетной нагрузки к средней нагрузке за наиболее нагруженную смену.

Значения расчетных коэффициентов для различных групп механизмов

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент		
	использования ¹	мощности	спроса

Горно-обогатительные комбинаты и аглофабрики

Насосы, вентиляторы, компрессоры, газодувки, эксгаустеры

Насосы водяные	0,7—0,8	0,8—0,85	0,75—0,9
Насосы песковые	0,9	0,8	0,91
Вакуум-насосы	0,95	0,85	0,95
Вентиляторы	0,6—0,8	0,75—0,85	—
Вентиляторы высокого давления для аглофабрик	0,75	0,85	—
Вентиляторы к дробилкам	0,4—0,5	0,7—0,75	—
Аглоэксгаустеры (газодувки)	0,5—0,6	0,6—0,7	0,6—0,7

Механизмы дробления и измельчения

Дробилки молотковые	0,8	0,85	—
Дробилки конусные	0,6—0,7	0,75—0,8	—
Дробилки четырехвалковые	0,9	0,9	—
Мельницы шаровые	0,8	0,8	—
Мельницы стержневые	0,7	0,75	—
Грохоты	0,5—0,6	0,6—0,7	—

Механизмы непрерывного транспорта

Транспортеры ленточные свыше 170 квт	0,5—0,6	0,7—0,8	—
Транспортеры ленточные до 170 квт	0,5—0,6	0,65—0,75	—
Конвейеры до 10 квт	0,4—0,5	0,6—0,7	—
Конвейеры свыше 10 квт	0,55—0,75	0,7—0,8	—
Конвейеры корпуса крупного дробления	0,5—0,65	0,6—0,85	—
Питатели пластинчатые, тарельчатые, барабанные и дисковые	0,3—0,4	0,5—0,6	—
Элеваторы, шнеки	0,6	0,7	—

Механизмы фильтрации и обогащения

Сгустители	0,7	0,8	—
Барабаны смесительные	0,6—0,7	0,8	—
Чашевые охладители	0,7	0,85	—
Столы концентрационные, чаны, баки концентрационные и реагентные	0,6	0,7	—
Сушильные барабаны и сепараторы	0,6	0,7	—

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент		
	использова- ния ¹	мощности	спроса
Классификаторы спиральные и реечные	0,65	0,8	—
Флотационные машины	0,9	0,8	—
Электрофильтры	0,4	0,87	—
Магнитные сепараторы ин- дивидуальные	0,4	—	—
Двигатель-генераторы	0,7	0,8	—
Вакуум-фильтры (лента, ба- рабаны)	0,3	0,4	—
Вагонопрокидыватели	0,6	0,5	—
Грейферные краны	0,2	0,6	—

Коксохимические заводы и цехи

Транспортеры	0,3—0,7	0,4—0,85	0,5—0,8
Транспортеры катучие	0,3	0,75	0,4
Питатели пластинчатые и ленточные	0,45	0,75	0,6
Дробилки молотковые	0,8	0,8	0,9
Дозировочные столы	0,25	0,5	0,35
Штабелеры	0,16	0,6—0,75	0,35
Углерегружатели	0,14	0,5	0,2
Коксовыталикатели	0,1	0,75	0,2
Загрузочные вагоны	0,3	0,6	0,4
Двересъемные машины	0,3	0,7	0,25
Электровозы тушилных ва- гонов	0,15	0,75	0,2
Скиповые подъемники	0,05	0,5	0,3
Кабестаны	0,5	0,7	0,55
Вагонопрокидыватели	0,3	0,6	0,35

*Металлургические заводы и цехи черной и
цветной металлургии**Насосы, вентиляторы, компрессоры*

Насосы водяные	0,7—0,8	0,8—0,85	0,8
Насосы питательные марте- новского цеха	0,9	0,9	0,95
Дымососы мартеновского цеха	0,9	0,9	0,95
Вентиляторы доменного це- ха	0,7—0,95	0,7—0,87	—
Вентиляторы газовых горе- лок	0,65	0,85	—
Вентиляторы прокатных це- хов	0,6—0,75	0,75—0,9	0,7—0,9
Вентиляторы принудитель- ного дутья	0,5—0,7	0,7—0,8	0,6—0,8

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент		
	использова- ния ¹	мощности	спроса
Вентиляторы машинных за- лов	0,65	0,8	—
Компрессоры	0,65	0,8	0,8
<i>Механизмы непрерывного транспорта</i>			
Конвейеры	0,35	0,7	0,55
<i>Краны различных назначений</i>			
Краны рудного двора . . .	0,35	0,7	0,5
Грейферные краны	0,35	—	—
Магнитные краны	0,5	—	—
Краны разные	0,14—0,3	0,6—0,7	0,22—0,36
<i>Термические и сварочные электроприемники</i>			
Печи сопротивления с не- прерывной загрузкой . . .	0,8	1,0	0,85
Печи сопротивления с пе- риодической загрузкой . .	0,6	1,0	0,7
Дуговые сталеплавильные печи емкостью 3—10 т с автоматическим регулиро- ванием электродов:			
для качественных ста- лей с механизирован- ной загрузкой	0,75	0,9	—
для качественных ста- лей без механизиро- ванной загрузки	0,6	0,87	—
для фасонного литья с механизированной за- грузкой	0,75	0,9	—
для фасонного литья без механизирован- ной загрузки	0,65	0,87	—
Дуговые сталеплавильные печи емкостью 0,5—1,5 т для фасонного литья во вспомогательных цехах с автоматическим регулиро- ванием электродов	0,5	0,8	—
Дуговые печи для цвет- ного металла (медных сплавов) емкостью 0,25—0,5 т с ручным ре- гулированием электродов	0,7	0,75	0,78

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент		
	использова- ния ¹	мощности	спроса
Руднотермические печи с трехфазными трансформаторами 6; 7,5 и 9 Мва . .	0,9	0,9	—
Сушильные шкафы	0,8	1,0	—
Мелкие нагревательные при- боры	0,6	1,0	0,7
Сварочные трансформаторы для дуговой электросвар- ки	0,2	0,4	0,3
Сварочные трансформаторы для автоматической свар- ки	0,4	0,5	—

**Машиностроительная и металлообрабатывающая
отрасли промышленности**

Металлорежущие станки мелкосерийного производ- ства с нормальным режи- мом работы — мелкие то- карные, строгальные, дол- бежные, фрезерные, свер- лильные, карусельные, то- чильные и т. п.	0,12—0,14	0,4—0,5	0,14—0,16
То же при крупносерийном производстве	0,16	0,5—0,6	0,2
То же при тяжелом режи- ме работы: штамповочные прессы, автоматы, револь- верные, обдирочные, зубо- резные, а также круп- ные токарные, строгаль- ные, фрезерные, карусель- ные, расточные станки . .	0,17	0,65	0,25
То же с особо тяжелым ре- жимом работы: приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очи- стных барабанов, бегунов и пр.	0,2—0,24	0,65	0,35—0,4
Переносный электроинстру- мент	0,06	0,5	0,1
Вентиляторы, эксгаустеры, санитарно-гигиеническая вентиляция	0,6—0,65	0,8	0,65—0,7
Насосы, компрессоры, ди- зель-генераторы	0,7	0,85	0,75

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент		
	использова- ния ¹	мощности	спроса
Краны, тельферы при ПВ-25%	0,1	0,5	0,2
То же при ПВ-40%	0,2	0,5	0,32
Элеваторы, транспортеры, шнеки, конвейеры несбло- кированные	0,4	0,75	0,5
То же сблокированные	0,55	0,75	0,65
Сварочные трансформаторы дуговой электросварки	0,2	0,4	0,3
Однопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,3	0,6	0,35
Многопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,5	0,7	0,7
Сварочные машины шовные	0,2—0,5	0,7	—
То же стыковые и точечные	0,2—0,25	0,6	—
Сварочные дуговые автома- ты типа АДС	0,35	0,5	0,5
Печи сопротивления, су- шильные шкафы, нагрева- тельные приборы	0,75—0,8	0,95	0,75—0,9
Печи сопротивления с не- автоматической загрузкой изделий	0,5	0,95	0,8
Индукционные печи низкой частоты	—	0,35	0,8
Двигатель-генераторы ин- дукционных печей высо- кой частоты	—	0,8	0,8
Ламповые генераторы ин- дукционных печей высо- кой частоты	—	0,65	0,8
Многошпиндельные автома- ты механических цехов для деталей из прутков	0,2	0,5—0,6	0,23

Строительная промышленность

Бетоноукладчики	0,15	0,6	0,2—0,3
Автоматические станки для правки и резки проволоки	0,15	0,6	0,2—0,4
Формовочные машины	0,15	0,6	0,2—0,25
Конвейеры	0,15	0,5	0,17—0,2
Рольганги	0,1	0,5	0,1
Земснаряды	0,25—0,93	0,69—0,78	—
Экскаваторы с электропри- водом	—	0,5—0,6	0,4—0,6
Растворные узлы	—	0,5—0,6	0,4—0,6

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент		
	использова- ния ¹	мощности	спроса
Краны башенные и портал- ные	—	0,5	0,2
Трансформаторный электро- подогрев бетона, обогрев грунта и трубопроводов	—	0,75	0,7
Однопостовые двигатель-ге- нераторы для сварки . .	—	0,6	0,35
Сварочные трансформаторы	0,2	0,4	0,3
Переносные механизмы . .	—	0,45	0,1

¹ Коэффициентом использования максимальной активной нагрузки называется отношение средней активной нагрузки за наиболее нагруженную смену предприятия к номинальной мощности.

Примечание. При нескольких значениях коэффициентов использования и мощности рекомендуется принимать высшие значения.

Под эффективным числом группы электроприемников с различной установленной мощностью и разными режимами работы понимается такое число приемников, одинаковых по мощности и однородных по режиму работы, которое обеспечивают ту же величину расчетной нагрузки, что и рассматриваемая группа различных по мощности и режиму работы электроприемников.

В общем случае эффективное число электроприемников может быть найдено из выражения

$$n_{\text{э}} = \frac{\left(\sum_1^n P_{\text{э}} \right)^2}{\sum_1^n P_{\text{э}}^2} \quad (3-15)$$

Эффективное число электроприемников может быть принято равным фактическому их числу в следующих случаях:

- а) когда мощность всех приемников одинакова;
- б) при коэффициенте использования $K_{\text{и}} > 0,8$;
- в) когда выполняются указанные в табл. 3-5 соотношения между коэффициентом использования и величиной отношения, равного:

$$m = \frac{P_{\text{э.макс}}}{P_{\text{э.мин}}}, \quad (3-16)$$

где $P_{\text{э.макс}}$ и $P_{\text{э.мин}}$ — соответственно номинальные активные мощности наибольшего и наименьшего электроприемников в группе, кВт.

При определении $P_{\text{э.мин}}$ должны быть исключены наиболее мелкие электроприемники, суммарная мощность которых не превосходит 5% мощности всей группы приемников.

Контрольные показатели нагрузок некоторых отраслей промышленности

Наименование отраслей промышленности	Общезаводской коэффициент спроса	Средневзвешенный коэффициент мощности	Коэффициент мощности при максимальной нагрузке	Годовое число часов использования максимума ¹	
				активной нагрузки	реактивной нагрузки
Химические заводы	0,28—0,5	0,773	0,82	6 200	7 000
Анилинокрасочные заводы	0,33—0,35	—	0,7	7 100	—
Нефтеперегонные заводы	0,34—0,37	—	0,9	7 100	—
Заводы тяжелого машиностроения	0,22	0,62	0,77	3 770	4 840
Заводы станкостроения	0,23	0,65	0,68	4 345	4 750
Инструментальные заводы	0,22	0,63	0,69	4 140	4 960
Заводы шарикоподшипников	0,4	0,8	0,83	5 300	6 130
Заводы подъемно-транспортного оборудования	0,19	0,69	0,75	3 330	3 880
Автотракторные заводы	0,22	0,78	0,79	4 960	5 240
Сельскохозяйственное машиностроение	0,21	0,85	0,79	5 330	4 220
Приборостроение	0,32	0,75	0,79	3 080	3 180
Авторемонтные заводы	0,2	0,76	0,65	4 370	3 200
Вагоноремонтные заводы	0,22	0,72	0,69	3 560	3 660
Электротехнические заводы	0,31	0,64	0,82	4 280	6 420
Азотнотуковые заводы	0,6—0,65	—	—	7 000—8 000	—
Различные металлообрабатывающие заводы	0,3	0,88	0,87	4 355	5 880

¹ Определяется делением годового потребления электроэнергии на максимальную нагрузку.

Таблица 3-3

Коэффициент спроса осветительной нагрузки промышленных предприятий и вспомогательных сооружений K_c

Назначение помещения	Коэффициент спроса
Мелкие производственные здания и торговые помещения	1,0
Производственные здания, состоящие из отдельных крупных пролетов	0,95
Производственные здания, состоящие из отдельных помещений	0,85
Канторско-бытовые и лабораторные здания	0,8
Складские здания, электрические подстанции	0,6
Аварийное и наружное освещение	1,0
Линии групповой сети и линии, питающие осветительные щитки	1,0

Таблица 3-4

Значения коэффициента спроса K_c в зависимости от коэффициента использования $K_{и}$

$K_{и}$	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
K_c	0,5	0,6	0,65—0,7	0,75—0,8	0,85—0,9	0,92—0,95

Когда указанные условия не выполняются, эффективное число электроприемников определяется в зависимости от величин p_* и n_* , вычисляемых по формулам¹

$$p_* = \frac{\sum_1^{n_1} P_{y1}}{\sum_1^n P_y} \quad (3-17)$$

Таблица 3-5

Соотношения между коэффициентом использования $K_{и}$ и величиной отношения m , при которых допускается принимать $n_3 = n$

$K_{и}$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
$m <$	2,5	3,0	3,5	4,0	5,0	6,5	8,0	10,0

¹ Звездочки, поставленные под буквенными обозначениями, указывают на относительные величины.

и

$$n_* = \frac{n_1}{n}, \quad (3-18)$$

где n — общее число электроприемников группы;

$\sum_1^n P_{\text{г}}$ — сумма номинальных мощностей всей группы, *квт*;

n_1 — число приемников в группе, номинальная мощность каждого из которых больше или равна половине номинальной мощности наиболее мощного приемника в группе;

$\sum_1^{n_1} P_{\text{г1}}$ — сумма номинальных мощностей этих приемников, *квт*.

Мелкие электроприемники, суммарная мощность которых не превосходит 5% номинальной мощности всех электроприемников,

при определении $\sum_1^n P_{\text{г}}$ не учитываются.

В зависимости от величин p_* и n_* по табл. 3-6 находят величину относительного значения эффективного числа электроприемников:

$$n_{*э} = \frac{n_э}{n} \quad (3-19)$$

и определяют эффективное число приемников умножением полученного значения $n_{*э}$ на общее число электроприемников группы:

$$n_э = n_{*э} n. \quad (3-20)$$

В зависимости от коэффициента использования $K_{\text{п}}$ и эффективного числа приемников $n_э$ по табл. 3-7 определяется коэффициент максимума $K_{\text{м}}$.

Величины расчетных активной и реактивной мощностей группы электроприемников определяется по формулам:

$$P = K_{\text{м}} P_{\text{с.м.}}, \quad \text{квт}; \quad (3-21)$$

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi, \quad \text{квар}, \quad (3-22)$$

где $P_{\text{с.м.}}$ — средняя активная мощность для группы электроприемников за наиболее нагруженную смену, *квт*;

$\operatorname{tg} \varphi$ — соответствует характерному для данной группы электроприемников значению фазового угла в режиме максимальной активной мощности.

Полная расчетная мощность определяется из выражения

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad \text{кВа}, \quad (3-23)$$

расчетный ток — по формуле

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} U_{\text{н}}}, \quad \text{а}, \quad (3-24)$$

где $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение сети, *кв*.

Коэффициент мощности при режиме расчетной нагрузки равен:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}. \quad (3-25)$$

Относительные значения эффективного числа электроприемников $n_э = \frac{n_э}{n}$ в зависимости от $n_* = \frac{n_1}{n}$

$$и p_* = \frac{\sum_1^{n_1} p_{y1}}{\sum_1 p_y}$$

$n_* = \frac{n_1}{n}$	p_*																		
	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1
0,005	0,005	0,005	0,006	0,007	0,007	0,009	0,01	0,011	0,013	0,016	0,019	0,024	0,03	0,039	0,051	0,073	0,11	0,18	0,34
0,01	0,009	0,011	0,012	0,013	0,015	0,017	0,019	0,023	0,026	0,031	0,037	0,047	0,059	0,076	0,1	0,14	0,20	0,32	0,52
0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	0,14	0,19	0,26	0,36	0,51	0,71
0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,21	0,27	0,36	0,48	0,64	0,81
0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,12	0,15	0,18	0,22	0,27	0,34	0,44	0,57	0,72	0,86
0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,1	0,11	0,13	0,15	0,18	0,22	0,26	0,33	0,41	0,51	0,64	0,79	0,9
0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,12	0,13	0,15	0,18	0,21	0,26	0,31	0,38	0,47	0,58	0,7	0,83	0,92
0,08	0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,2	0,24	0,28	0,33	0,4	0,48	0,57	0,68	0,79	0,89	0,94
0,1	0,09	0,1	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,25	0,29	0,34	0,4	0,47	0,56	0,66	0,76	0,85	0,92	0,95
0,15	0,14	0,16	0,17	0,2	0,23	0,25	0,28	0,32	0,37	0,42	0,48	0,56	0,67	0,72	0,8	0,88	0,93	0,95	—

$n \setminus \begin{matrix} n_1 \\ n \end{matrix}$	p																		
	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1
0,2	0,19	0,21	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,42	0,47	0,54	0,64	0,69	0,76	0,83	0,89	0,93	0,95	—	—
0,25	0,24	0,26	0,29	0,32	0,36	0,41	0,45	0,51	0,57	0,64	0,71	0,78	0,85	0,9	0,93	0,95	—	—	—
0,3	0,29	0,32	0,35	0,39	0,43	0,48	0,53	0,6	0,66	0,73	0,8	0,86	0,9	0,94	0,95	—	—	—	—
0,35	0,33	0,37	0,41	0,45	0,5	0,56	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95	—	—	—	—	—
0,4	0,38	0,42	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,86	0,91	0,93	0,95	—	—	—	—	—	—
0,45	0,43	0,47	0,52	0,58	0,64	0,7	0,76	0,81	0,87	0,91	0,93	0,95	—	—	—	—	—	—	—
0,5	0,48	0,63	0,58	0,64	0,7	0,76	0,82	0,89	0,91	0,94	0,95	—	—	—	—	—	—	—	—
0,55	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,82	0,87	0,91	0,94	0,95	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,6	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,87	0,91	0,94	0,95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,65	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,7	0,66	0,73	0,8	0,86	0,9	0,94	0,95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,75	0,71	0,78	0,85	0,9	0,93	0,95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,8	0,76	0,83	0,89	0,94	0,95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,85	0,8	0,88	0,93	0,95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,9	0,85	0,92	0,95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1	0,95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Для промежуточных значений p и n рекомендуется брать ближайшие меньшие значения n_0 .

Таблица 3-7

Коэффициент максимума K_M для различных коэффициентов использования $K_{и}$ в зависимости от эффективного числа электроприемников

n_a	$K_{и}$									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1	1,04
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08	1,04
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,1	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,2	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
18	1,91	1,7	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06	1,03
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06	1,03
30	1,62	1,45	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,1	1,05	1,03
35	1,56	1,41	1,3	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	1,02
40	1,5	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04	1,02
50	1,4	1,3	1,23	1,16	1,14	1,11	1,1	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,1	1,1	1,09	1,06	1,03	1,02
80	1,25	1,2	1,15	1,11	1,1	1,1	1,08	1,06	1,03	1,02
90	1,23	1,18	1,13	1,1	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,1	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	1,02
160	1,16	1,13	1,1	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,02
180	1,16	1,12	1,1	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
220	1,14	1,12	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
240	1,14	1,11	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
260	1,13	1,11	1,08	1,06	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
280	1,13	1,1	1,08	1,06	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
300	1,12	1,1	1,07	1,06	1,04	1,04	1,04	1,03	1,01	1,01

При определении эффективного числа электроприемников для большого числа питающих линий, нескольких трансформаторных пунктов, распределительных подстанций и т. п. допускается применять упрощенную методику расчета, которая заключается в следующем.

Для отдельных линий или подстанций, для которых ранее были определены величины номинальной мощности и эффективного числа электроприемников, вычисляются мощности условных элек-

троприемников по формуле

$$p'_y = \frac{P_y}{n_o}, \text{ квт}, \quad (3-26)$$

где P_y и n_o — соответственно номинальная мощность и эффективное число электроприемников рассматриваемой линии или подстанции.

При этом не учитывается нагрузка резервных электроприемников, ремонтных сварочных трансформаторов и других ремонтных электроприемников, пожарных насосов, а также электроприемников, работающих кратковременно (дренажные насосы, задвижки, вентили, щитовые затворы и т. п.). Нагрузка таких электроприемников учитывается только при расчете питающих эти приемники линий и линий, питающих силовые распределительные пункты, к которым они подключены.

Определение эффективного числа электроприемников, коэффициентов максимума и спроса для условных электроприемников, вычисленных по формуле (3-26), производится методом, изложенным выше для индивидуальных приемников.

При окончательном подсчете нагрузок должны быть учтены реактивные мощности присоединенных к сети батарей конденсаторов (мощности батарей статических конденсаторов учитываются со знаком «минус»), а также потери активной и реактивной мощности в понижающих трансформаторах.

Для электроприемников с малозменяющейся во времени нагрузкой (насосы водоснабжения, вентиляторы, отопительные и нагревательные приборы, печи сопротивления и т. п.) коэффициент спроса может быть принят равным коэффициенту использования:

$$K_c = K_{из}. \quad (3-27)$$

Изложенный метод определения расчетных нагрузок рекомендуется применять на всех ступенях и для всех элементов системы электроснабжения промышленных предприятий без введения в расчеты понижающих коэффициентов. Допускается применение коэффициента участия в максимуме в пределах 0,9—0,95 в случаях, когда при определении нагрузок на высших ступенях системы электроснабжения можно ожидать несовпадения во времени максимальной загруженности смен, а также при ориентировочных расчетах.

В табл. 3-8 дано число часов использования максимальной мощности для осветительной нагрузки промышленных предприятий.

Пример 3-1. В отделении цеха промышленного предприятия установлена группа электродвигателей на номинальное напряжение 380 в с длительным режимом работы. По величине коэффициента использования электроприемники разбиваются на три подгруппы, для каждой из которых в табл. 3-9 указаны число и мощность двигателей, суммарная номинальная мощность, величины коэффициентов использования и мощности.

Требуется определить расчетные нагрузки для всей группы электродвигателей отделения.

Решение. Определяются значения $\text{tg } \varphi$ по табл. 1-2 в зависимости от величины $\cos \varphi$ (полученные значения указаны в табл. 3-9).

Для каждой из подгрупп двигателей определяются средние мощности за наиболее загруженную смену.

Для первой подгруппы средняя активная мощность по (3-12) равна:

$$P_{см1} = 266 \cdot 0,6 = 160 \text{ квт};$$

Таблица 3-8

Годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки

Род осветительной нагрузки	Число часов использования максимальной мощности
<i>Внутреннее освещение для географических широт 40—60°</i>	
Рабочее освещение:	
при одной смене	150—400
при двух сменах	1 750—2 000
при трех сменах	3 800—4 300
Аварийное общее освещение	4 800
Дополнительные светильники аварийного освещения	4 100
<i>Наружное освещение (для всех широт)</i>	
Рабочее освещение заводских территорий, включаемое ежесуточно:	
на всю ночь	3 600
до 1 ч	2 450
до 24 ч	2 100
То же, включаемое в рабочие дни:	
на всю ночь	3 000
до 1 ч	2 600
до 24 ч	1 750
Охранное освещение, включаемое ежесуточно на всю ночь	3 500
Рабочее освещение территории поселка, включаемое ежесуточно:	
на всю ночь	3 500
до 1 ч	2 350
до 24 ч	1 950

Примечание. Число часов использования рабочего освещения при одной смене для разных географических широт составляет:

Широта, град	40	50	56	60
Число часов использования	150	180	250	400

средняя реактивная мощность по (3-8)

$$Q_{см1} = 160 \cdot 0,62 = 99 \text{ квар.}$$

Аналогично определяются средние мощности для второй и третьей подгрупп электродвигателей.

Суммарные средние активная и реактивная мощности отделения цеха за наиболее загруженную смену равны соответственно:

$$P_{см} = 160 + 126 + 34 = 320 \text{ квт};$$

$$Q_{см} = 99 + 111 + 45 = 255 \text{ квар.}$$

Среднее значение

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{255}{320} = 0,8.$$

Общее число электродвигателей

$$n = 2 + 3 + 6 + 4 + 6 + 10 = 31.$$

Групповой коэффициент использования для всех электродвигателей определяется по (3-12):

$$K_{г} = \frac{320}{560} = 0,573.$$

Для определения коэффициента максимума следует найти значение эффективного числа электроприемников.

Мощность наибольшего двигателя группы (табл. 3-9)

$$P_{у.макс} = 100 \text{ кВт};$$

мощность наименьшего двигателя

$$P_{у.мин} = 4 \text{ кВт}.$$

Электродвигатели мощностью по 2,2 кВт при этом не учитываются, так как их суммарная мощность составляет меньше 5% общей мощности группы двигателей:

$$\frac{10 \cdot 2,2}{560} \cdot 100 = 3,93 \% < 5 \%.$$

По (3-16) значение отношения

$$m = \frac{100}{4} = 25.$$

Согласно данным табл. 3-5 эффективное число электроприемников не может быть приравнено действительному их числу и должно быть определено по табл. 3-6 в зависимости от величин p и n .

Как видно из табл. 3-9, число электроприемников в группе, установленная мощность каждого из которых равна или больше половины мощности наиболее крупного приемника, $n_1 = 2$, так как половина мощности наиболее крупного электродвигателя составляет $100/2 = 50$ кВт и указанное число ограничивается числом двигателей мощностью по 100 кВт. Мощность этих двигателей равна:

$$P_1 = 2 \cdot 100 = 200 \text{ кВт}.$$

Находим значения p и n соответственно по (3-17) и (3-18):

$$p_* = \frac{200}{560} = 0,358;$$

$$n_* = \frac{2}{31} = 0,0645.$$

По табл. 3-6 для полученных значений p и n определяем относительное значение эффективного числа электроприемников:

$$n_0 = 0,38$$

(согласно примечанию к табл. 3-6 для промежуточного значения величины n принята ближайшая меньшая величина n_0).

Эффективное число электроприемников определяется по (3-20):

$$n_0 = 0,38 \cdot 31 = 11,8.$$

В зависимости от значения группового коэффициента использования $K_{г} = 0,573$ и эффективного числа электроприемников $n_0 = 11,8$ по табл. 3-7 путем интерполяции определяем величину коэффициента максимума:

$$K_{м} = 1,24.$$

Таблица 3-9

Расчетные данные для примера 3-1

№ подгрупп электроприемников	Количество и номинальная мощность электроприемников						Суммарная мощность, кВт	Коэффициент использования	Коэффициент мощности	tgφ	Средняя мощность за наиболее нагруженную смену	
	количество	мощность, кВт	количество	мощность, кВт	количество	мощность, кВт					активная, кВт	реактивная, квар
1	2	100	3	22	—	—	266	0,6	0,85	0,62	160	99
2	6	30	—	—	—	—	180	0,7	0,75	0,88	126	111
3	4	17	6	4	10	2,2	114	0,3	0,6	1,33	34	45
Для всей группы электроприемников							560	0,573	0,78	0,80	320	255

Примечание. В первых семи столбцах указаны заданные величины. Остальные величины определены были при решении примера.

Величины расчетных активной и реактивной мощности отделения цеха предприятия определяются по (3-21) и (3-22):

$$P = 1,24 \cdot 320 = 397 \text{ кВт};$$

$$Q = 397 \cdot 0,8 = 318 \text{ квар}.$$

Величина полной расчетной мощности по (3-23) равна $S = \sqrt{397^2 + 318^2} = 508 \text{ ква}$, а коэффициента мощности по (3-25)

$$\cos \varphi = \frac{397}{508} = 0,78.$$

Пример 3-2. Определить расчетные нагрузки для линии на номинальное напряжение 6 кв, питающей четыре цеховых ТП, для которых предварительным расчетом были определены мощность и эффективное число электроприемников, а также средние активная и реактивная мощности за наиболее нагруженную смену (см. табл. 3-10).

Общая мощность присоединенных к сети батарей конденсаторов составляет 650 квар.

Решение. Определяем коэффициент использования всех присоединенных к линии электроприемников по (3-12):

$$K_{г} = \frac{1120}{2370} = 0,473.$$

Определяем мощности условных электроприемников из (3-26):
для ТП1

$$P'_{y1} = \frac{460}{26} = 17,7 \text{ квт};$$

для ТП2

$$P'_{y2} = \frac{1200}{45} = 26,7 \text{ квт и т. д.}$$

Результаты расчета указаны в табл. 3-10.

Вычисляем отношение мощностей наибольшего условного электроприемника и наименьшего по (3-16):

$$m = \frac{26,7}{8,92} = 3.$$

Полученные значения коэффициента использования и величины m удовлетворяют указанным в табл. 3-5 условиям, следовательно эффективное число электроприемников для линии, питающей ТП1-4, может быть принято равным суммарному фактическому числу условных приемников $n_a = 139$.

Величину коэффициента максимума определяем по табл. 3-7 в зависимости от значений $K_M = 0,473$ и $n_a = 139$:

$$K_M = 1,06.$$

Значения расчетных нагрузок (мощностей) определяем по формулам (3-21)—(3-25).

1. При отключенных батареях конденсаторов
Активная мощность

$$P = 1,06 \cdot 1200 = 1272 \text{ квт.}$$

Реактивная мощность

$$Q = 1272 \frac{990}{1120} = 1100 \text{ квар.}$$

Полная мощность

$$S = \sqrt{1272^2 + 1100^2} = 1700 \text{ ква.}$$

Ток линии

$$I = \frac{1700}{\sqrt{3} \cdot 6} = 170 \text{ а.}$$

Коэффициент мощности

$$\cos \varphi = \frac{1272}{1700} = 0,75.$$

2. При полностью включенных батареях конденсаторов

Активная мощность (пренебрегая потерями мощности в конденсаторах)

$$P = 1272 \text{ квт.}$$

Реактивная мощность

$$Q = 1100 - 650 = 450 \text{ квар.}$$

Полная мощность

$$S = \sqrt{1190^2 + 400^2} = 1250 \text{ ква.}$$

Ток линии

$$I = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 6} = 120 \text{ а.}$$

Коэффициент мощности

$$\cos \varphi = \frac{1190}{1250} = 0,95.$$

Таблица 3-10

Расчетные данные для примера 3-2

№ ТП	Номинальная мощность $P_{\text{н}}$, кВт	Средняя мощность за наиболее нагруженную смену		Эффективное число электроприемников $n_{\text{э}}$	Мощность условного электроприемника $P'_{\text{у}}$, кВт
		активная $P_{\text{см}}$, кВт	реактивная $Q_{\text{см}}$, квар		
1	460	280	240	26	17,7
2	1200	450	340	45	26,7
3	410	145	170	46	8,92
4	300	245	240	22	13,6
Всего	2370	1120	990	139	—

3-2. РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ ЖИЛЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

Расчетные нагрузки жилых и общественных зданий определяются согласно «Указаниям по проектированию городских электрических сетей», ч. I, «Внутриквартальные электрические сети напряжением до 1000 в в городах и поселках городского типа» (СП-167-61).

При проектировании групповой сети квартир минимальные нормы удельных расчетных нагрузок следует принимать:

12 вт/м² — для освещения жилых комнат и кухонь;

8 вт/м² — для освещения остальных помещений общего пользования квартир (но не менее одной лампы мощностью 25 вт для каждого помещения);

30—40 вт/м² — для бытовой нагрузки жилых комнат и кухонь.

Для определения расчетной мощности отдельных звеньев питающей внутридомовой осветительной сети жилых зданий следует пользоваться данными табл. 3-11.

Расчетные нагрузки жилых домов для трех основных вариантов электропотребления, определяемых степенью электрификации квартир, приведены в табл. 3-12.

Указанные величины учитывают осветительную и бытовую нагрузки квартир, а также осветительную нагрузку общедомовых помещений жилых зданий с соответствующими коэффициентами спро-

Удельные расчетные нагрузки от освещения и бытовых электроприборов для расчета питающей сети жилых зданий

Участок питающей сети	Удельная расчетная нагрузка, отнесенная к жилой (оплачиваемой) площади квартир, для городов с числом жителей, тыс.			
	до 1 000		более 1 000	
	с газификацией	без газификации	с газификацией	без газификации
Лестничные питающие линии (стояки)	18	20	20	25
Внутридомовые питающие линии	15	17	18	22

са и не учитывают силовой и осветительной нагрузок обособленных в административном отношении нежилых помещений.

Для городов с населением до 20 тыс. жителей, за исключением заводских поселков, а также для усадебных застроек удельные нагрузки принимаются такими же, как для городов с населением до 1 000 тыс. жителей, но с коэффициентом спроса 0,5—0,8.

При проектировании внутриквартальных сетей рекомендуется за основу принимать расчетную нагрузку одной квартиры (по табл. 3-12) и число квартир, питаемых линией или трансформатором, с учетом соответствующего коэффициента спроса (коэффициента одновременности), определяемого по табл. 3-13.

При проектировании групповой осветительной сети общественных зданий, гостиниц, общежитий и интернатов, общедомовых помещений жилых зданий (лестничные клетки, чердаки и подвалы, котельные, красные уголки и т. п.), а также всех остальных размещаемых в жилых зданиях нежилых помещений (торговые и складские помещения, мастерские, ателье, парикмахерские, административные помещения и т. п.) расчетную нагрузку следует определять по светотехническому расчету, принимая коэффициент спроса равным 1.

Расчетная мощность сети питания штепсельных розеток должна определяться с учетом мощности присоединяемых электроприемников.

Расчетные нагрузки на вводах в общественные и коммунальные здания определяются согласно проектам их внутреннего электрооборудования и электроосвещения. Примерные значения величин этих нагрузок для наиболее характерных зданий указаны в табл. 3-14.

Для определения расчетных нагрузок общественных и коммунальных зданий, отнесенных к шинам трансформаторного пункта, должен учитываться коэффициент спроса (коэффициент участия в максимуме), примерные величины которого приведены в табл. 3-15.

Таблица 3-12

Удельные расчетные нагрузки от освещения и бытовых электроприборов для жилых домов с квартирами с жилой площадью порядка 30 м²

Типы квартир	Современный проектный уровень (1969—1970 г.)			Перспективный уровень (1975—1980 гг.). Расчетная нагрузка на вводе в дом (при числе квартир, равном 30), <i>вт/м²</i>
	Расчетная нагрузка на вводе в квартиру		Расчетная нагрузка на вводе в дом (при числе квартир, равном 30), <i>вт/м²</i>	
	<i>квт</i>	<i>вт/м²</i>		
1. Жилые квартиры с газификацией (на весь перспективный период):				
А. Города и поселки с числом жителей до 1 млн.	0,8	27	12	} 25—30
Б. Города с числом жителей более 1 млн.	1	33	15	
2. Жилые квартиры без газификации — с огневыми плитами на первом этапе и перспективой перехода на стационарные электроплиты:				
А. Города и поселки с числом жителей до 1 млн.	1	33	15	} 50—55
Б. Города с числом жителей более 1 млн.	1,2	40	18	
3. Жилые квартиры с установкой кухонных электроплит на первом этапе	4—4,5	133—150	44—50	50—55

Примечания: 1. При жилой оплачиваемой площади квартиры в пределах 25—35 м² расчетные нагрузки квартир принимаются по табл. 3-12 без изменений. Для квартир с жилой площадью больше 35 м² или меньше 25 м² расчетные нагрузки пересчитываются по фактической величине площади, но изменения расчетных нагрузок принимаются не больше чем на ±20% по сравнению с нагрузками, указанными в табл. 3-12 для квартир с жилой площадью, равной 30 м².

2. Расчетные нагрузки для квартир, оборудованных кухонными электроплитами, подлежат уточнению после экспериментальной проверки. Меньшие величины указанных в табл. 3-12 расчетных нагрузок рекомендуется принимать при наличии централизованного горячего водоснабжения.

3. При соответствующих обоснованиях, например при наличии в проектах домов устройств для кондиционирования воздуха, расчетные нагрузки могут приниматься в повышенном по сравнению с данными табл. 3-12 размере.

При отсутствии точных данных о застройке кварталов города в проектах, предусматривающих поэтапное развитие внутриквартальных сетей, рекомендуется принимать усредненные значения удельных нагрузок на 1 м² рабочей (полезной) площади общественных зданий согласно табл. 3-16.

Таблица 3-13

Значения коэффициента спроса для различного количества квартир, получающих питание от линии или трансформаторного пункта

Наименования потребителей	Число квартир									
	5	10	20	30	40	60	100	200	400	600
Жилые дома без электроплит	0,7	0,62	0,5	0,45	0,43	0,42	0,41	0,39	0,37	0,36
Жилые дома с кухонными электроплитами	0,62	0,47	0,4	0,35	0,33	0,3	0,28	0,26	0,24	0,23

Примечание. При наличии обоснованных данных, учитывающих местные особенности, значения коэффициентов спроса могут приниматься в увеличенном против табл. 3-13 размере, но при условии, чтобы расчетные нагрузки не превысили установленных в гл. VII-1 ПУЭ.

В предварительных расчетах при ориентировочной оценке необходимой трансформаторной мощности расчетная нагрузка может быть определена с помощью приведенной суммарной удельной нагрузки всех потребителей жилого и общественно-коммунального секторов, отнесенной к 1 м² жилой оплачиваемой площади. Для

Таблица 3-14

Ориентировочные расчетные нагрузки на вводах в общественные и коммунальные здания (освещение, электроприборы, электродвигатели и пр.)

Наименование потребителя	Расчетные нагрузки, <i>квт</i>
Общездания на 200—400 чел.	50—100
Поликлиники на 750 посещений в день	110—150
Больницы на 200—400 коек	255—450
Больницы на 50 коек	50—75
Детские сады на 150 мест (без электроплит)	20—30
Детские ясли на 100 мест (без электроплит)	25—35
Детские сады, совмещенные с яслями, на 135 мест (с электроплитами)	70—75
Школы на число мест порядка 1 000	100—160
Школы на 200—500 мест	50—90
Торговые помещения на 15 рабочих мест	20—30
То же с электрохолодильными установками	50—60
Универмаги на 50 рабочих мест	115—120
Помещения общественного питания на число мест порядка 500 (столовые, рестораны)	150—210
Столовые на 100—200 мест	50—100
Кинотеатры на 800—1 000 мест	150—180
Кинотеатры на 300—500 мест	130—150
Мастерские и комбинаты бытового обслуживания	35—50
Прачечные на 1 400 кг белья в смену	80—105
Баня на 50—100 мест	10—20
Подъемные силовые установки в зданиях (лифты) на секцию	7—10

Таблица 3-15

Коэффициент участия в максимуме на трансформаторном пункте для нагрузок общественных и коммунальных зданий

Наименование потребителя	Коэффициент участия в максимуме
Школы, детские учреждения, лечебные учреждения, предприятия общественного питания и бытового обслуживания	0,6—0,7
Магазины и зрелищные предприятия	1,0
Административные здания	0,8—0,9
Лифты	0,5—0,8
Прочие силовые приемники	Соответственно характеру их работы

современного проектного уровня без применения в жилых домах кухонных электроплит величину удельной нагрузки рекомендуется принимать равной от 20 $вт/м^2$ (для малоэтажной застройки) до 30 $вт/м^2$ (для многоэтажной застройки).

Таблица 3-16

Усредненные удельные нагрузки на вводах общественных и коммунальных зданий для поэтажного проектирования внутриквартальных электрических сетей (включая силовые и другие нагрузки)

Наименование потребителя	Проектный уровень нагрузок, $вт/м^2$	
	современный 1-й этап (1968—1970 гг.)	перспективный этап (1975—1980 гг.)
Общежития	35	75
Больницы и поликлиники	35	75
Детские учреждения:		
1) без применения электроплит на первом этапе	30	90
2) с применением электроплит на первом этапе	80	90
Школы	35	75
Торговые помещения	30	75
Торговые помещения с холодильниками	40	100
Столовые и рестораны (с применением электроплит)	130	250
Кинотеатры	70	200

Примечания: 1. На перспективном этапе предполагается применение электроэнергии для приготовления пищи во всех зданиях, связанных с общественным питанием (столовые, детские учреждения и др.), а также применение устройств кондиционирования воздуха в зданиях столовых, кинотеатров и др.

2. При наличии централизованного горячего водоснабжения к удельным нагрузкам детских учреждений, столовых и ресторанов с применением электрических плит следует применять понижающий коэффициент 0,9.

Коэффициент спроса при определении расчетных нагрузок линии сети 6—10 кв принимается равным:
линия распределительной сети — 0,9;
линия питающей сети — 0,81.

Пример 3-3. Определить расчетную активную нагрузку трансформаторного пункта в городе с числом жителей до 1 млн. чел., от которого получают питание:

- 1) четыре 50-квартирных дома с газификацией квартир с жилой площадью каждой квартиры 32 м²;
- 2) школа на 500 мест;
- 3) столовая на 200 мест;
- 4) продовольственный магазин с электрохолодильными установками на 15 рабочих мест.

Решение. Для одной квартиры с жилой площадью 32 м² при газификации в городе с числом жителей до 1 млн. чел. по табл. 3-12 расчетная мощность равна 0,8 квт. Общее число квартир в четырех домах составляет $4 \cdot 50 = 200$ квартир.

Расчетная мощность 200 квартир без учета коэффициента спроса равна:

$$0,8 \cdot 200 = 160 \text{ квт.}$$

Коэффициент спроса для 200 квартир без электроплит с газификацией определяется по табл. 3-13:

$$K_c = 0,39.$$

Расчетная нагрузка для четырех жилых домов с учетом коэффициента спроса составляет:

$$P_1 = 0,39 \cdot 160 = 62,5 \text{ квт.}$$

Расчетные нагрузки общественных зданий на вводе в здание определяется по табл. 3-14:

- школа на 500 мест — 90 квт;
- столовая на 200 мест — 100 квт;
- продовольственный магазин — 55 квт.

Коэффициенты участия в максимуме указанных потребителей для трансформаторного пункта согласно табл. 3-15 равны: школа и столовая — 0,65; магазин — 1,0.

Расчетная нагрузка общественных зданий с учетом коэффициентов спроса и участия в максимуме

$$P_2 = 0,65 \cdot 90 + 0,65 \cdot 100 + 1 \cdot 55 = 178,5 \text{ квт.}$$

Суммарная расчетная активная нагрузка трансформаторного пункта составляет:

$$P = 62,5 + 178,5 = 241 \text{ квт.}$$

РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО УСЛОВИЮ НАГРЕВАНИЯ

4-1. ДОПУСТИМЫЕ ТОКОВЫЕ НАГРУЗКИ НА ПРОВОДА, КАБЕЛИ И ШИНЫ

Допустимая токовая нагрузка на провод, кабель или шину определяется из соотношения

$$I_{д.д.} = K_{п.д.} I_{н.д.} \quad (4-1)$$

где $I_{н.д.}$ — допустимая длительная токовая нагрузка на провод, кабель или шину при нормальных условиях прокладки (см. табл. 4-1—4-20 и 4-27—4-31);

$K_{п.д.}$ — поправочный коэффициент, учитывающий изменения условий прокладки проводов и кабелей и равный произведению отдельных поправочных коэффициентов:

$$K_{п.д.} = K_1 K_2 K_3 \dots \quad (4-2)$$

Поправочные коэффициенты учитывают:

- K_1 — фактическую температуру окружающей среды;
- K_2 — число проложенных в траншее рабочих кабелей;
- K_3 — условия кратковременного или повторно-кратковременного режима работы электроприемников;
- K_4 — сечение кабеля и его месторасположение при прокладке в блоке;
- K_5 — напряжение кабеля при прокладке в блоке;
- K_6 — общую среднесуточную нагрузку кабелей при прокладке в блоке;
- K_7 — прокладку кабелей в двух параллельных блоках одинаковой конфигурации;
- K_8 — прокладку проводов в коробах и лотках;
- K_9 — увеличение допустимой нагрузки на кабели до 10 кв при аварийном режиме;
- K_{10} — расположение шин на изоляторах.

Допустимые длительные токовые нагрузки на провода и кабели приведены в таблицах для условий нагревания при полчасовом максимуме токовой нагрузки, который представляет собой наибольшую из средних полчасовых токовых нагрузок данного элемента сети.

Поправка на температуру окружающей среды. Нормальной температурой окружающей среды при прокладке проводов и кабелей на воздухе считается $+25^{\circ}\text{C}$ и при прокладке кабелей в земле или воде $+15^{\circ}\text{C}$. При фактической температуре воздуха или земли, отличной от указанных выше значений, вводится поправочный коэффициент K_1 , определяемый из табл. 4-32 в зависимости от нормированной температуры проводов, шин или жил кабелей, указанной в табл. 4-33. Этот коэффициент рекомендуется применять только в случаях значительного отклонения температуры от нормальной (районы Крайнего Севера, вечной мерзлоты, тропики и т. д.).

Для голых проводов воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 в поправочный коэффициент на температуру воздуха не применяется.

Поправка на количество кабелей, проложенных в общей траншее. При прокладке в общей траншее более одного кабеля вводится поправочный коэффициент K_2 , определяемый по табл. 4-21. Ненагруженные резервные кабели при этом не учитываются.

Если часть кабелей, проложенных в общей траншее, загружена полностью, а другая часть — только на 50%, то при определении нагрузки, допустимой для полностью загруженных кабелей, принимаются коэффициенты согласно табл. 4-35.

Поправка на повторно-кратковременный и кратковременный режимы работы. При повторно-кратковременном или кратковременном режиме работы электроприемников вводится поправочный коэффициент, равный:

$$K_3 = \frac{0,875}{\sqrt{PB}}, \quad (4-3)$$

где PB — относительная продолжительность рабочего периода, равная отношению времени t_p включения электроприемника к общему времени длительности цикла повторно-кратковременного режима t_{Σ} :

$$PB = \frac{t_p}{t_{\Sigma}}. \quad (4-4)$$

Коэффициент K_3 , учитывающий повторно-кратковременный режим работы электроприемников, вводится для медных проводников сечением не меньше 10 мм² и алюминиевых сечением не меньше 16 мм² при условии, что продолжительность рабочего периода не превышает 4 мин, а продолжительность последующей паузы не менее 6 мин.

Поправка для кабелей, проложенных в блоках. Допустимые длительные токовые нагрузки для прокладываемых в блоках медных трехжильных кабелей сечением 95 мм² на напряжение 10 кВ в зависимости от конфигурации блока и месторасположения кабеля в блоке приведены в табл. 4-22. Для других условий прокладки медных кабелей в блоке вводятся поправочные коэффициенты: на сечение кабеля — K_4 по табл. 4-23, на напряжение — K_5 по табл. 4-24, на среднесуточную нагрузку кабелей, проложенных в блоке, — K_6 по табл. 4-25 и на условие прокладки в двух блоках одинаковой конфигурации — K_7 по табл. 4-26.

Поправка на прокладку проводников в коробах и лотках. При прокладке проводников в коробах, а также лотках пучками допустимые длительные токовые нагрузки принимаются при числе проводов до 4 по табл. 4-1 и 4-2, как для проводников, проложенных в трубах.

При числе одновременно нагруженных проводников более 4, проложенных в трубах, коробах, а также лотках пучками, нагрузки на проводники должны приниматься по табл. 4-1 и 4-2 для открытой прокладки (в воздухе) с введением поправочного коэффициента K_8 , равного для пяти-шести проводников 0,68, для семи — десяти проводников 0,63 и для 10—12 проводников 0,6.

Токовые нагрузки на провода, проложенные в лотках при одной рядной прокладке (не в пучках), следует принимать, как для проводов, проложенных в воздухе.

Поправка для кабелей с бумажной изоляцией, работающих в аварийных условиях. Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кВ включительно, работающих в нормальном длительном режиме с нагрузкой, не превышающей 80% допустимого длительного тока по нагреванию, на время ликвидации аварии (не более 5 суток) допускается в часы максимума (длительностью не более 6 ч) перегрузка до 130%, что учитывается введением коэффициента $K_9=1,3$.

Поправка для шин при их креплении на изоляторах плашмя. Допустимые токовые нагрузки для шин прямоугольного сечения при вертикальном расположении их на изоляторах приведены в табл. 4-30. При расположении шин на изоляторах плашмя к допустимой нагрузке вводится поправочный коэффициент K_{10} , равный для шин с шириной полюс до 60 мм 0,95 и для шин с шириной полюс более 60 мм 0,92.

При определении допустимых нагрузок на провода, прокладываемые в одной трубе, нулевой рабочий или заземляющий провод четырехпроводной системы трехфазного тока в расчет не принимается.

Нулевые проводники в четырехпроводной системе трехфазного тока должны иметь проводимость не менее 50%, а в необходимых случаях она может быть увеличена до 100% проводимости фазных проводов. Разрешается применение проводов и кабелей с меньшей проводимостью впредь до изменения ГОСТ на эти провода и кабели.

Согласно решению Союзглавэнерго № Э/6-62 от 17 марта 1962 г. в четырехпроводных сетях переменного тока с глухим заземлением нейтрали допускается применять трехжильные силовые кабели в алюминиевой оболочке на номинальное напряжение 1 кВ с использованием их алюминиевых оболочек в качестве нулевого рабочего провода, за исключением:

- 1) взрывоопасных установок;
- 2) установок, в которых при нормальной эксплуатации ток в нулевом проводе превышает 75% тока фазных проводов.

При этом допустимые длительные токовые нагрузки на трехжильные кабели принимаются равными допустимым токовым нагрузкам для четырехжильных кабелей с тем же сечением фазных проводов.

Для кабелей, проложенных на воздухе, допустимые длительные токовые нагрузки приняты для расстояний в свету между кабелями при прокладке их внутри и вне зданий и в туннелях не менее 35 мм и при прокладке в каналах не менее 50 мм при любом числе проложенных кабелей. Допустимые длительные токовые нагрузки на одиночные кабели, прокладываемые в земле в трубах без искусственной вентиляции, должны приниматься, как для тех же кабелей, прокладываемых в воздухе.

При смешанной прокладке кабелей допустимые длительные токовые нагрузки принимаются для участка трассы с наилучшими тепловыми условиями, если длина этого участка более 10 м. В указанном случае при большой общей протяженности кабельной трассы рекомендуется применять кабельную вставку большего сечения, чтобы не увеличивать сечение кабеля на всем протяжении.

Таблица 4-1

**Провода и шнуры с медными жилами с резиновой
и полихлорвиниловой изоляцией**

Сечение токопрово- водящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а					
	Провода, проло- женные открыто	Провода, проложенные в одной трубе				
		два одно- жильных	три одно- жильных	четыре одно- жильных	один двух- жильный	один трех- жильный
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	—	—	—	—	—
300	695	—	—	—	—	—
400	830	—	—	—	—	—

Таблица 4-2

**Провода с алюминиевыми жилами с резиновой
и полихлорвиниловой изоляцией**

Сечение токопрово- водящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а					
	Провода, проложен- ные открыто	Провода, проложенные в одной трубе				
		два одно- жильных	три одно- жильных	четыре одно- жильных	один двух- жильный	один трех жильный
2,5	24	20	19	19	19	16
4	32	28	28	23	25	21
6	39	36	32	30	31	26
10	55	50	47	39	42	38
16	80	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

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а					
	Провода, проложенные открыто	Провода, приложенные в одной трубе				
		два одножильных	три одножильных	четыре одножильных	одни двухжильный	одни трехжильный
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	—	—	—
185	390	—	—	—	—	—
240	465	—	—	—	—	—
300	535	—	—	—	—	—
400	645	—	—	—	—	—

Таблица 4-3

Провода с медными жилами с резиновой изоляцией в металлических защитных оболочках и кабели с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, полихлорвиниловой и негорючей резиновой оболочках, бронированные и небронированные

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а, проводов и кабелей ¹				
	одножильных	двужильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
	1,5	23	19	33	19
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	130
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	—	—	—	—

¹ Токовые нагрузки относятся к проводам и кабелям как с заземляющей жилой, так и без нее.

Таблица 4-4

Кабели с алюминиевыми жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, полихлорвиниловой и негорючей резиновой оболочках, бронированные и небронированные

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а, кабелей				
	одножильных	двужильных		трехжильных	
		в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе
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	395	310	440	270	385
240	465	—	—	—	—

Таблица 4-5

Шнуры переносные шланговые легкие и средние, кабели переносные шланговые тяжелые, кабели шахтные гибкие шланговые, прожекторные и провода переносные

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а, шнуров, проводов и кабелей ¹		
	одножильных	двужильных	трехжильных
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

¹ Относятся к шнурам, проводам и кабелям как с заземляющей жилой, так и без нее.

Таблица 4-6

**Кабели переносные шланговые с резиновой изоляцией
для торфопредприятий**

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а, кабелей напряжением, кВ		
	0,5	3	6
6	44	45	47
10	60	60	65
16	80	80	85
25	100	105	105
35	125	125	130
50	155	155	160
70	190	195	—

Таблица 4-7

**Кабели шланговые с резиновой изоляцией для передвижных
электроприемников**

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а, на кабели напряжением ¹ , кВ		Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а, на кабели напряжением ¹ , кВ	
	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

¹ Токовые нагрузки относятся к кабелям как с заземляющей жилой, так и без нее.

Таблица 4-8

**Провода с медными жилами с резиновой изоляцией для
электрифицированного транспорта на напряжения 1, 3 и 4 кВ**

Сечение токопроводящих жил, мм ²	Токовая нагрузка, а	Сечение токопроводящих жил, мм ²	Токовая нагрузка, а	Сечение токопроводящих жил, мм ²	Токовая нагрузка, а
1,0	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

Таблица 4-9

Кабели с медными жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массой, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а					
	Одно-жильные кабели до 1 кв*	Двух-жильные кабели до 1 кв	Трехжильные кабели			Четырех-жильные кабели до 1 кв
			до 3 кв	6 кв	10 кв	
2,5	—	45	40	—	—	—
4	80	60	55	—	—	50
6	105	80	70	—	—	60
10	140	105	95	80	—	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	—	490	440	400	450
240	880	—	570	510	460	—
300	1 000	—	—	—	—	—
400	1 220	—	—	—	—	—
500	1 400	—	—	—	—	—
625	1 520	—	—	—	—	—
800	1 700	—	—	—	—	—

* Для работы при постоянном токе.

Таблица 4-10

Кабели с медными жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массой, в свинцовой оболочке, прокладываемые в воде

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а			
	до 3 кв	6 кв	10 кв	Четырехжильные кабели до 1 кв
16	—	135	120	—
25	210	170	150	195
35	250	205	180	230
50	305	255	220	285
70	375	310	275	350
95	440	375	340	410
120	505	430	395	470
150	565	500	450	—
185	615	545	510	—
240	715	625	585	—

Таблица 4-11

Кабели с медными жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслोकанифольной и нестекающей массаами, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а					
	Одно-жильные кабели до 1 кв*	Двух-жильные кабели до 1 кв	Трехжильные кабели			Четырех-жильные кабели до 1 кв
			до 3 кв	6 кв	10 кв	
2,5	40	30	28	—	—	—
4	55	40	37	—	—	35
6	75	55	45	—	—	45
10	95	75	60	55	—	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	—	375	325	305	340
240	610	—	430	375	350	—
300	720	—	—	—	—	—
400	880	—	—	—	—	—
500	1 020	—	—	—	—	—
625	1 180	—	—	—	—	—
800	1 400	—	—	—	—	—

* Для работы при постоянном токе.

Таблица 4-12

Кабели с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслोकанифольной и нестекающей массаами, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а					
	Одно-жильные кабели до 1 кв*	Двух-жильные кабели до 1 кв	Трехжильные кабели			Четырех-жильные кабели до 1 кв
			до 3 кв	6 кв	10 кв	
2,5	—	35	31	—	—	—
4	60	46	42	—	—	38
6	80	60	55	—	—	46
10	110	80	75	60	—	65
16	135	110	90	80	75	90

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а					
	Одно-жильные кабели до 1 кв*	Двух-жильные кабели до 1 кв	Трехжильные кабели			Четырех-жильные кабели до 1 кв
			до 3 кв	6 кв	10 кв	
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	—	380	340	310	345
240	675	—	440	390	355	—
300	770	—	—	—	—	—
400	940	—	—	—	—	—
500	1 080	—	—	—	—	—
625	1 170	—	—	—	—	—
800	1 310	—	—	—	—	—

* Для работы при постоянном токе.

Таблица 4-13

Кабели с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массой, в свинцовой оболочке, прокладываемые в воде

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а			
	Трехжильные кабели			Четырех-жильные кабели до 1 кв
	до 3 кв	6 кв	10 кв	
16	—	105	90	—
25	160	130	115	150
35	190	160	140	175
50	235	195	170	220
70	290	240	210	270
95	340	290	260	315
120	390	330	305	360
150	435	385	345	—
185	475	420	390	—
240	550	480	450	—

Кабели с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслосифоной и нестекающей массой, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а					
	Одно-жильные кабели до 1 кв*	Двух-жильные кабели до 1 кв	Трехжильные кабели			Четырех-жильные кабели до 1 кв
			до 3 кв	6 кв	10 кв	
2,5	31	23	22	—	—	—
4	42	31	29	—	—	27
6	55	42	35	—	—	<u>35</u>
10	75	55	46	42	—	45
16	90	75	60	50	46	60
<u>25</u>	125	100	80	70	65	75
<u>35</u>	155	115	95	85	80	<u>95</u>
50	190	140	120	110	105	110
<u>70</u>	235	175	155	135	130	<u>140</u>
95	275	210	<u>190</u>	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
<u>150</u>	360	290	<u>255</u>	225	210	230
185	405	—	290	250	235	260
240	470	—	330	<u>290</u>	270	—
300	555	—	—	—	—	—
400	675	—	—	—	—	—
500	785	—	—	—	—	—
625	910	—	—	—	—	—
800	1 080	—	—	—	—	—

* Для работы при постоянном токе.

Таблица 4-15

Кабели с отдельно освинцованными медными жилами с обедненно пропитанной изоляцией, прокладываемые в земле, воздухе и воде

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а, трехжильных кабелей напряжением, кВ					
	6			10		
	в земле	в воздухе	в воде	в земле	в воздухе	в воде
16	90	80	115	—	—	—
25	125	105	155	110	100	140
35	155	125	195	130	120	170
50	185	150	230	160	145	210
70	225	190	280	200	180	255
95	270	230	340	250	220	305
120	310	265	385	290	255	360
150	355	310	450	355	295	405

Таблица 4-16

Кабели с отдельно освинцованными алюминиевыми жилами с обедненно пропитанной изоляцией, прокладываемые в земле, воздухе и воде

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а, трехжильных кабелей напряжением, кВ					
	6			10		
	в земле	в воздухе	в воде	в земле	в воздухе	в воде
16	70	60	90	—	—	—
25	95	80	120	85	75	110
35	120	95	150	100	90	130
50	140	115	175	125	110	160
70	175	145	215	155	140	195
95	210	175	260	190	170	230
120	240	205	295	225	195	275
150	275	240	345	260	225	310

Таблица 4-17

Кабели с медными жилами с обедненно пропитанной изоляцией в общей свинцовой оболочке, прокладываемые в земле, воздухе и воде (трехжильные, 6 кв)

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а			Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а		
	в земле	в воздухе	в воде		в земле	в воздухе	в воде
16	90	65	100	70	220	170	275
25	120	90	140	95	265	210	335
35	145	110	175	120	310	245	385
50	180	140	220	150	355	290	450

Таблица 4-18

Кабели с алюминиевыми жилами с обедненно пропитанной изоляцией в общей свинцовой оболочке, прокладываемые в земле, воздухе и воде (трехжильные, 6 кв)

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а			Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а		
	в земле	в воздухе	в воде		в земле	в воздухе	в воде
16	70	50	75	70	170	130	210
25	90	70	110	95	205	160	260
35	110	85	135	120	240	190	295
50	140	110	170	150	275	225	345

Таблица 4-19

Кабели с медной жилой с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке небронированные, прокладываемые в воздухе (одножильные)

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а*, кабелей напряжением, кв			Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а*, кабелей напряжением, кв		
	до 3	6	10		до 3	6	10
2,5	35	—	—	120	330	300	285
4	50	—	—	150	360	325	310
6	60	—	—	185	385	350	335
10	85	75	—	240	435	395	380
16	120	110	90	300	460	420	405
25	145	135	125	400	485	440	425

* Токовые нагрузки относятся к работе на переменном токе; при этом свинцовые оболочки соединены и заземлены на обоих концах; число рядом лежащих кабелей 3; расстояние между кабелями в свету не более 125 и не менее 35 мм.

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а*, кабелей напряжением, кВ			Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а*, кабелей напряжением, кВ		
	до 3	6	10		до 3	6	10
35	170	155	145	500	505	460	445
50	215	200	190	625	525	—	—
70	260	240	225	800	550	—	—
95	305	280	265				

Таблица 4-20

Кабели с алюминиевой жилой с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке небронированные, прокладываемые в воздухе (одножильные)

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а*, кабелей напряжением кВ			Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, а*, кабелей напряжением, кВ		
	до 3	6	10		до 3	6	10
2,5	27	—	—	120	255	230	220
4	38	—	—	150	275	250	240
6	46	—	—	185	295	270	260
10	65	60	—	240	335	305	290
16	90	85	70	300	355	325	310
25	110	105	95	400	375	340	325
35	130	120	110	500	390	355	340
50	165	155	145	625	405	—	—
70	200	185	175	800	425	—	—
95	235	215	205	—	—	—	—

* Токовые нагрузки относятся к работе на переменном токе; при этом свинцовые оболочки соединены и заземлены на обоих концах; число рядом лежащих кабелей 3; расстояние между кабелями в свету не более 125 и не менее 35 мм.

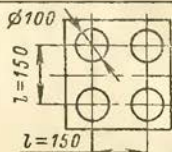
Таблица 4-21

Поправочный коэффициент K_2 на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле в трубах и без труб

Число кабелей	1	2	3	4	5	6
Для расстояния в свету						
100 мм	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
То же 200 мм	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
То же 300 мм	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Заполнение блоков кабелями

Группа	Конфигурация блоков	Л/б каб.па.па	I_0 , а
I	1	1	191
II		2	173
		3	167
III		2	154
		2	147
IV		3	138
		2	143
V		2	143
		3	135
		4	131
		2	140
VI		3	132
		4	118
		2	136
VII		3	132
		4	119
		2	135
VIII		3	124
		4	104
		2	135
IX		3	118
		4	100
		2	133
X		3	115
		4	81
		2	129
XI		3	114
		4	79
		2	129



Примечание. Токовые нагрузки I_0 даны для кабелей с медными жилами сечением $3 \times 95 \text{ мм}^2$ на напряжение 10 кв. Для других условий вводятся поправочные коэффициенты по табл. 4-23, 4-24, 4-25 и 4-26.

Таблица 4-23

**Поправочный коэффициент K_4 на сечение кабеля и
местоположение его в блоке**

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Значения коэффициента при номере канала блока			
	1	2	3	4
25	0,44	0,46	0,47	0,51
35	0,54	0,57	0,57	0,60
50	0,67	0,69	0,69	0,71
70	0,81	0,84	0,84	0,85
95	1,00	1,00	1,00	1,00
120	1,14	1,13	1,13	1,12
150	1,33	1,30	1,29	1,26
185	1,50	1,46	1,45	1,38
240	1,78	1,70	1,68	1,55

Таблица 4-24

Поправочный коэффициент K_6 на напряжение кабеля

Номинальное напряжение, кВ	10	6	до 3
Значения коэффициента	1	1,05	1,09

Таблица 4-25

**Поправочный коэффициент K_6 на среднесуточную
нагрузку блока, определяемый в зависимости от
отношения среднесуточной передаваемой мощности к
номинальной**

$\frac{S_{ср.с}}{S_n}$	1,0	0,85	0,7
Значения коэффициента	1,0	1,07	1,16

Таблица 4-26

**Коэффициент K_7 снижения допустимой токовой нагрузки
на кабели, прокладываемые в параллельных блоках
одинаковой конфигурации**

Расстояние между блоками, мм	500	1 000	1 500	2 000	2 500	3 000
Значения коэффициента . .	0,85	0,89	0,91	0,93	0,95	0,96

Таблица 4-27

Неизолированные медные, алюминиевые и сталеалюминиевые провода (ГОСТ 839-59)

Марка провода	Медные		Алюминиевые			Сталеалюминиевые		
	Токовая нагрузка, а		Марка провода	Токовая нагрузка, а		Марка провода	Токовая нагрузка, а	
	вне помещений	внутри помещений		вне помещений	внутри помещений		вне помещений	внутри помещений
М-4	50	25	A-16	105	75	АС-10	80	50
М-6	70	35	A-25	135	105	АС-16	105	75
М-10	95	60	A-35	170	130	АС-25	130	100
М-16	130	100	A-50	215	165	АС-35	175	135
М-25	180	135	A-70	265	210	АС-50	210	165
М-35	220	170	A-95	320	255	АС-70	265	210
М-50	270	215	A-120	375	300	АС-95	330	260
М-70	340	270	A-150	440	355	АС-120	380	305
М-95	415	335	A-185	500	410	АС-150	445	365
М-120	485	395	A-240	590	490	АС-185	510	425
М-150	570	465	A-300	680	570	АС-240	610	505
М-185	640	530	A-400	815	690	АС-300	690	585
М-240	760	685	A-500	980	820	АС-400	835	715
М-300	880	740	A-600	1 070	930	—	—	—
М-400	1 050	895				—	—	—

Таблица 4-28

Неизолированные бронзовые и сталебронзовые провода

Материал провода	Марка провода	Токовая нагрузка, а*
Бронзовые	Б-50	215
	Б-70	265
	Б-95	330
	Б-120	380
	Б-150	430
	Б-185	500
	Б-240	600
	Б-300	700
Сталебронзовые	БС-185	515
	БС-240	640
	БС-300	750
	БС-400	890
	БС-500	980

* Токовые нагрузки даны для бронзы с удельным сопротивлением $\rho_{20} = 0,03 \text{ ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$.

Таблица 4-29

Неизолированные стальные провода

Марка провода	Токовая нагрузка, а	Марка провода	Токовая нагрузка, а
ПСО-3	23	ПС-25	60
ПСО-3,5	26	ПС-35	75
ПСО-4	30	ПС-50	90
ПСО-5	35	ПС-70	125
		ПС-95	135

Таблица 4-30

Шины прямоугольного сечения

Размеры, мм	Допустимая нагрузка, а				Размеры, мм	Допустимая нагрузка для стальных шин, а	
	Алюминиевые шины		Медные шины			переменный ток	постоянный ток
	переменный ток	постоянный ток	переменный ток	постоянный ток			
15×3	165	165	210	210	20×3	65	100
20×3	215	215	275	275	25×3	80	120
25×3	265	265	340	340	30×3	95	140
30×4	365	370	475	475	40×3	125	190
40×4	480	480	625	625	50×3	155	230
40×5	540	545	700	705	60×3	185	280
50×5	665	670	860	870	70×3	215	320
50×6	740	745	955	960	80×3	245	365
60×6	870	880	1 125	1 145	90×3	275	410
80×6	1 150	1 170	1 480	1 510	100×3	305	460
100×6	1 425	1 455	1 810	1 875	20×4	70	115
60×8	1 025	1 040	1 320	1 345	30×4	100	165
80×8	1 320	1 355	1 690	1 775	40×4	130	220
100×8	1 625	1 690	2 080	2 180	50×4	165	270
120×8	1 900	2 040	2 400	2 600	60×4	195	325
60×10	1 155	1 180	1 475	1 525	70×4	225	375
80×10	1 480	1 540	1 900	1 990	80×4	260	430
100×10	1 820	1 910	2 310	2 470	90×4	290	480
120×10	2 070	2 300	2 650	2 950	100×4	325	535

Таблица 4-31

**Токопроводы с алюминиевыми шинами серий ШРА
и ШМА треста Электромонтажконструкция**

Тип токопровода	Распределительные			Магистральные		
	ШРА60-2	ШРА60-4	ШРА60-6	ШМА59-1	ШМА59-2	ШМА59-4
Допустимая нагрузка (номинальный ток), а	250	400	600	1 500	2 500	4 000

Таблица 4-32

**Поправочный коэффициент K_1 на температуры
земли и воздуха для токовых нагрузок на кабели,
неизолированные и изолированные провода и шины**

Расчетная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочный коэффициент при фактической температуре среды, °С											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

**Допустимые температуры нагревания проводов,
кабелей и шин**

Наименование	Наибольшая допустимая температура проводов, кабелей и шин при нагревании длительной токовой нагрузкой. °С
Голые провода и шины	+70
Провода и кабели с резиновой или пластмассовой (полихлорвиниловой или полиэтиленовой) изоляцией на напряжение до 6 кв	+65
Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение 10 кв	+60
Кабели с бумажной изоляцией, пропитанной маслосканифольной или нестекающей массой на напряжение, кв:	
до 3	+80
6	+65
10	+60

Таблица 4-34

**Наивысшие средние температуры воздуха в 13 ч
дня самого жаркого месяца и наивысшие среднemesячные
температуры почвы для основных районов СССР**

Наименование района	Температура, °С		Наименование района	Температура, °С	
	воздуха	почвы на глубине 0,8 м		воздуха	почвы на глубине 0,8 м
Александровск-на-Сахалине	19,1	—	Волгоград	29,0	23,7
Алма-Ата	27,6	—	Вологда	21,1	13,2
Архангельск	18,0	—	Воронеж	25,9	—
Астрахань	29,6	—	Горький	23,1	—
Ашхабад	36,0	—	Грозный	28,8	—
Баку	27,9	—	Дербент	27,3	—
Батуми	25,9	—	Джамбул	30,6	—
Благовещенск	25,7	—	Днепропетровск	26,7	—
Богословск	21,1	—	Ейск	27,9	—
Брянск	22,5	—	Ереван	30,6	—
Витебск	20,3	—	Запорожье	28,5	—
Владивосток	23,2	—	Иваново	22,9	15,0
Владимир	22,4	—	Ирбит	22,5	—
			Иркутск	22,5	12,3

Наименование района	Температура. °С		Наименование района	Температура. °С	
	воздуха	почвы на глубине 0,8 м		воздуха	почвы на глубине 0,8 м
Казалинск	32,1	—	Петровский завод		
Казань	24,0	—	(Забайкалье)	22,9	—
Калуга	22,7	—	Петрозаводск	19,2	—
Кемь	16,8	—	Полтава	25,0	—
Керчь	26,0	—	Поти	25,9	—
Киев	23,5	17,3	Псков	21,0	—
Киров	21,8	—	Ростов-на-Дону	28,2	20,2
Кировоград	25,9	—	Рязань	24,2	—
Кострома	21,3	—	Самарканд	32,2	—
Красноводск	32,2	—	Саратов	27,5	—
Краснодар	28,6	—	Свердловск	21,0	15,8
Красноярск	23,8	—	Севастополь	26,4	—
Кривой Рог	28,2	—	Семипалатинск	26,9	—
Куйбышев	25,2	—	Симферополь	26,7	—
Курган	23,7	—	Смоленск	21,6	—
Курск	23,6	—	Соликамск	21,6	—
Кутаиси	28,0	—	Таганрог	27,6	—
Луганск	27,9	—	Тамбов	25,1	—
Ленинакан	25,8	—	Ташкент	33,4	—
Ленинград	20,1	16,3	Тбилиси	29,0	—
Магнитогорск	22,6	—	Тобольск	21,5	—
Маргелан	33,6	—	Томск	22,5	11,2
Минск	21,3	—	Тула	23,1	—
Москва	21,8	14,4	Туркестан	34,3	—
Мурманск	14,8	—	Тюмень	22,6	—
Наманган	33,4	—	Ульяновск	23,3	—
Нарым	21,8	—	Уральск	28,6	—
Нерчинск	25,7	—	Уссурийск	24,5	—
Николаев	28,2	—	Уфа	23,3	—
Николаевск-на-Амуре	19,7	—	Херсон	29,2	21,8
Новгород	21,5	—	Холжент	35,0	—
Новоросийск	27,4	—	Целиноград	35,2	—
Новосибирск	22,8	—	Чарджуй	35,7	—
Одесса	26,1	23	Челябинск	22,6	—
Омск	23,3	13,3	Чернигов	23,0	—
Орджоникидзе	24,0	—	Чита	24,1	—
Оренбург	26,8	15,6	Щегловск (Кузбасс)	23,2	—
Орел	24,1	17,2	Якутск	23,0	—
Пенза	24,4	—	Ярославль	22,3	—
Пермь	21,8	12,8	Ялта	27,1	—

805

Таблица 4-35

Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, проложенных рядом в земле, с учетом 50%-ной загрузки части кабелей

Расстояние между кабелями, мм	Число кабелей, загруженных на 100/50%				
	1/5	2/4	3/3	4/2	5/1
100	0,94	0,87	0,82	0,80	0,78
200	0,96	0,92	0,87	0,84	0,82
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86

Пример 4-1. Определить допустимую нагрузку на проложенные открыто алюминиевые провода с полихлорвиниловой изоляцией сечением 35 мм² для линии, питающей электродвигатель с повторно-кратковременным режимом работы.

Длительность включения электродвигателя $t_p=2$ мин; общая длительность цикла $t_{\Sigma}=10$ мин. Температура окружающего воздуха $+25^{\circ}\text{C}$.

Решение. Относительная продолжительность рабочего периода из (4-4)

$$PB = \frac{2}{10} = 0,2.$$

Значение поправочного коэффициента из (4-3)

$$K_3 = \frac{0,875}{\sqrt{0,2}} = 1,95.$$

Допустимая длительная токовая нагрузка для заданных условий прокладки по табл. 4-2 равна:

$$I_{н.д} = 130 \text{ а},$$

откуда допустимая нагрузка для условий повторно-кратковременного режима из (4-1)

$$I_{д} = 1,95 \cdot 130 = 254 \text{ а}.$$

Пример 4-2. Определить допустимую длительную нагрузку на кабель 10 кв с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами сечением 3×70 мм², проложенный в траншее при температуре почвы $+25^{\circ}\text{C}$. Всего в общей траншее проложено семь кабелей с расстоянием в свету между кабелями 200 мм. Один кабель резервный и нагрузки не несет.

Решение. Для заданных условий из табл. 4-12 находим допустимую токовую нагрузку на кабель при нормальных условиях прокладки:

$$I_{н.д} = 165 \text{ а}.$$

Из табл. 4-32 находим поправочный коэффициент на температуру почвы при максимально допустимой температуре жил кабеля 10 кв 60°C (см. табл. 4-32):

$$K_1 = 0,88.$$

Поправку на число кабелей (шесть рабочих кабелей) находим из табл. 4-21:

$$K_2=0,81.$$

Общий поправочный коэффициент по (4-2)

$$K_{\text{п}}=0,88 \cdot 0,81=0,712.$$

Допустимая длительная нагрузка на кабель по (4-1)

$$I_{\text{д}}=0,712 \cdot 165=117 \text{ а.}$$

Пример 4-3. Определить допустимую длительную нагрузку для кабелей с медными жилами, прокладываемых в каналах № 4 блока группы VII при следующих условиях: сечение кабелей 240 мм²; напряжение 6 кВ; относительная среднесуточная нагрузка блока $S_{\text{ор.с}}/S_{\text{н}}=0,85$; на расстоянии 2 м от рассматриваемого блока расположен такой же блок.

Решение. По табл. 4-22 для кабеля, расположенного в канале № 4 блока группы VII, находим допустимую токовую нагрузку для кабеля 3×95 мм² напряжением 10 кВ $I_{\text{н.д}}=119 \text{ а.}$

Определяем значения поправочных коэффициентов:

на сечение кабеля по табл. 4-23 $K_4=1,55$;

на напряжение кабеля по табл. 4-24 $K_5=1,05$;

на среднесуточную нагрузку блока по табл. 4-25 $K_6=1,07$;

при расстоянии между ними 2 м по табл. 4-26 $K_7=0,93$.

Общий поправочный коэффициент $K_{\text{п}}=1,55 \cdot 1,05 \cdot 1,07 \cdot 0,93=1,62$.

Допустимая нагрузка на кабель $I_{\text{д}}=1,62 \cdot 119=193 \text{ а.}$

4-2. ВЫБОР МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ¹

Плавкие предохранители в электросетях до 1000 в

Различают плавкие предохранители с большой тепловой инерцией, т. е. способностью выдерживать значительные кратковременные перегрузки током, и безынерционные, обладающие малой тепловой инерцией и, следовательно, весьма ограниченной способностью к перегрузкам.

К первым относятся все установочные предохранители с винтовой резьбой и свинцовым токопроводящим мостиком, ко вторым — трубчатые предохранители с медным токопроводящим мостиком.

Номинальный ток плавкой вставки $I_{\text{в}}$ для предохранителей с большой тепловой инерцией определяется только по величине длительного расчетного тока линии $I_{\text{дл}}$ из соотношения

$$I_{\text{в}} \geq I_{\text{дл}}. \quad (4-5)$$

Номинальный ток плавкой вставки для безынерционных предохранителей должен удовлетворять двум условиям, одно из которых выражается соотношением (4-5), а другое — одной из приведенных ниже формул (4-6), (4-7) или (4-8).

При защите отвлечения к одиночному электродвигателю с нечастыми пусками и длительностью пускового периода не более 2—

¹ См. также разд. 7.

2,5 сек. (электродвигатели металлообрабатывающих станков, вентиляторов, насосов и т. п.)

$$I_{\text{в}} \geq \frac{I_{\text{п}}}{2,5}; \quad (4-6)$$

при защите ответвления к одиночному электродвигателю с частыми пусками (электродвигатели кранов) или большой длительностью пускового периода (двигатели центрифуг, дробилок и т. п.)

$$I_{\text{в}} \geq \frac{I_{\text{п}}}{1,6 \div 2}; \quad (4-7)$$

при защите магистралей, питающей силовую или смешанную нагрузку,

$$I_{\text{в}} \geq \frac{I_{\text{кр}}}{2,5}. \quad (4-8)$$

В последних трех формулах:

$I_{\text{п}}$ — пусковой ток электродвигателя, а;

$I_{\text{кр}}$ — максимальный кратковременный ток линии:

$$I_{\text{кр}} = I'_{\text{п}} + I'_{\text{дл}}, \quad (4-9)$$

где $I'_{\text{п}}$ — пусковой ток электродвигателя или группы одновременно включаемых двигателей, при пуске которых кратковременный ток линии достигает наибольшей величины, а;

$I'_{\text{дл}}$ — длительный расчетный ток линии до момента пуска электродвигателя (или группы двигателей), определяемый без учета рабочего тока пускаемого электродвигателя (или группы двигателей), а.

Для электродвигателей ответственных механизмов с целью особо надежной отстройки предохранителей от толчков тока допускается при выборе предохранителя пользоваться формулой (4-7), принимая знаменатель равным 1,6 независимо от условий пуска электродвигателя, если кратность тока к. з. удовлетворяет условиям, указанным в столбце 3, табл. 7-8.

Номинальный ток плавкой вставки для защиты ответвления к сварочному аппарату выбирается из соотношения

$$I_{\text{в}} \geq 1,2 I_{\text{н.св}} \sqrt{ПВ}, \quad (4-10)$$

где $I_{\text{н.св}}$ — номинальный ток сварочного аппарата при номинальной продолжительности включения, а;

$ПВ$ — номинальная продолжительность включения аппарата, выраженная в долях единицы.

Номинальный ток плавкой вставки для защиты ответвления к сварочному аппарату можно принимать равным длительно допустимому току на прокладываемый для питания сварочного аппарата провод.

Технические данные плавких предохранителей приведены в табл. 4-36.

Избирательность защиты плавкими предохранителями магистральной линии с ответвлениями достигается последовательным увеличением величин плавких вставок на отдельных участках линии по мере приближения к пункту питания.

Основные характеристики предохранителей до 500 в переменного и постоянного тока

Тип	Номинальный ток патрона, а	Номинальное напряжение, в	Номинальный ток плавкой вставки, а	Техническая характеристика
<i>1. Трубчатые</i>				
ПР-2	15	220 в в сетях постоянного тока, 380 в в сетях переменного тока I габарита или в сетях 500 в II габарита	6, 10, 15	Закрытые разборные без наполнителя
	60		15, 20, 25, 35, 45, 60	
	100		60, 80, 100	
	200		100, 125, 160, 200	
	350		200, 225, 260, 300, 350	
	600		350, 430, 500, 600	
	1 000		600, 700, 800, 1 000	
НП-5	350	380	200, 225, 300, 350	Патрон с наполнителем
НПН-15	15	500	6, 10, 15	Патрон неразборный с наполнителем
НПН-60	60	500	15, 20, 25, 35, 45, 60	
НПР-100	100	500	60, 80, 100	Патрон с наполнителем
НПР-200	200	500	100, 125, 160, 200	То же
КП-60	60	500	10, 15, 20, 25, 35, 45, 60	• •
КП-200	200	500	60, 80, 100, 125, 160, 200	• •
КП-350	350	500	200, 225, 260, 350	• •
ППТ-10	10	250	4, 6, 10	• •
ПН-Р-100	100	500	30, 40, 50, 60, 80, 100	Закрытые разборные с кварцевым наполнителем
ПН-Р-250	250	500	80, 100, 120, 150, 200, 250	
ПН-Р-400	400	500	200, 250, 300, 350, 400	

Тип	Номинальный ток патрона, а	Номинальное напряжение, в	Номинальный ток плавкой вставки, а	Техническая характеристика
ПН2-100/II	100	500	30, 40, 50, 60, 80, 100	Закрытый патрон с наполнителем
ПН2-250/II	250	500	80, 100, 120, 150, 200, 250	
ПН2-400/II	400	500	200, 250, 300, 400	
ПН2-600/II	600	500	300, 400, 500, 600	

2. Установочные с винтовой резьбой

ПК-27	20	500	4, 6, 10, 15, 20
ПД-1, ПДС-1	6	380	1, 2, 4, 6
ПД-2, ПДС-2	20	380	10, 15, 20
ПД-3, ПДС-3	60	380	25, 35, 60
ПД-4, ПДС-4	125	380	80, 100, 125
ПД-5, ПДС-5	225	380	160, 200, 225
ПД-6, ПДС-6	350	380	260, 300, 350
ПД-7	600	380	430, 500, 600
ПДП-2	20	380	10, 15, 20
ПЦУ-6	6	380	1, 2, 4, 6
ПЦУ-20	20	380	10, 15, 20
ПРС-6	6	380	1, 2, 4, 6
ПРС-20	20	380	10, 16, 20
ПРС-63	63	380	25, 40, 63
ПРС-100	100	380	80, 100

Таблица 4-37

**Условия избирательности плавких предохранителей ПН2
для сетей особо ответственного назначения**

$I_K/I_{в.м}$	10	20	50	100	150 и бо- лее
Плавкая вставка с номинальным током $I_{в.м}$ меньшей величины, а	Плавкая вставка с номинальным током $I_{в.б}$ большей величины, а				
30	50	60	120	150	200
40	60	80	120	200	200
50	80	100	120	250	250
60	100	120	150	250	250
80	120	120	200	250	250
100	120	120—150	250	250	250
120	150	200	300	300	300
150	200	250	300	300	300
200	250	300	400	400	400
250	300	400	600	>600	600
300	400	500	>600	—	—
400	600	>600	—	—	—

Таблица 4-38

**Условия избирательности плавких предохранителей ПН2
для сетей нормального назначения**

$I_K/I_{в.м}$	10	20	50	100 и более
Плавкая вставка с номинальным током $I_{в.м}$ меньшей величины, а	Плавкая вставка с номинальным током $I_{в.б}$ большей величины, а			
30	40	50	80	120
40	50	60	100	120
50	60	80	120	120
60	80	100	120	120
80	100	120	120	150
100	120	120	150	150
120	150	150	250	250
150	200	200	250	250
200	250	250	300	300
250	300	300	400	>600
300	400	400	>600	—
400	500	>600	—	—

Ввиду возможных отклонений параметров вставок от установленных величин при их изготовлении, а также различных условий работы предохранителя в зависимости от места его установки обеспечение избирательности защиты представляет известные трудности и требует соответствующего подбора величин номинальных токов плавких вставок на двух смежных участках линии, защищенных разными предохранителями.

В табл. 4-37 приведены соотношения плавких вставок предохранителей ПН2 на большие и меньшие величины номинального тока для сетей особо ответственного назначения в зависимости от отношения тока короткого замыкания I_k к номинальному току плавкой вставки с меньшей величиной $I_{в.м.}$, показывающие, какую величину номинального тока плавкой вставки $I_{в.б.}$ следует выбрать, чтобы в любых неблагоприятных условиях обеспечить необходимую избирательность.

Так как приведенные значения выведены для обеспечения избирательности при наименее благоприятных условиях, в обычной практике достаточная надежность получается, если исходить из средних отступлений от типовых характеристик. Необходимые для этих случаев соотношения приведены в табл. 4-38.

Плавкие предохранители в электросетях выше 1000 в

В электросетях напряжением выше 1000 в для защиты линий от сверхтоков применяется релейная защита, сведения о которой можно получить из соответствующей литературы. Для защиты трансформаторов также применяются плавкие предохранители.

Сведения о предохранителях, используемых в электросетях 6—35 кВ, приведены в табл. 4-39.

Выбор предохранителя в зависимости от мощности защищаемой установки может быть произведен по табл. 4-40.

Автоматические выключатели и магнитные пускатели

Защита от перегрузки обеспечивается:

1) тепловыми расцепителями автоматических выключателей (серий АП-50, А-3100 и т. п.), действующими с выдержками времени, обратно зависимыми от величины тока перегрузки;

2) расцепителями с часовым механизмом автоматических выключателей (серии АВ) с обратно зависимой от тока характеристикой;

3) электромагнитными расцепителями с выдержкой времени, достаточной для снижения пускового тока электродвигателя до нормального, автоматических выключателей серий АМ и АС;

4) тепловыми реле с нагревательными элементами магнитных пускателей;

5) расцепителями с гидравлическим замедлителем автоматических выключателей типов АСТ и АК.

Для защиты от к. з. применяются автоматические выключатели с электромагнитными расцепителями мгновенного действия или с выдержкой времени, обеспечивающей избирательность действия.

Автоматические выключатели серии АВ имеют две ступени выдержки времени: 0,25 и 0,4 или 0,4 и 0,6 сек, а серий АС и АМ — три ступени: 0,18; 0,38 и 0,63 сек.

Технические данные силовых предохранителей типов ПК, ПKN, ПКЭ и ПКУ

Тип предохранителя	Номинальное напряжение, кВ	Наибольший номинальный ток патрона, С	Наименьший отключаемый ток в долях номинального	Предельный ток отключения, кА		Наибольшая разрывная мощность (трехфазная), Мва	Наибольший пик тока при отключении предельного тока к. з., кА
				симметричная составляющая	с учетом асимметрической составляющей		
ПК, ПKN, ПКЭ	6	7,5	Не ограничен	20	30	200	6,7 6,7
		30					
	10	75	1,3	20	30	200	14 25 35
		150 300					
	10	7,5	Не ограничен	12	18	200	5,5 5,5
		30					
	35	50	1,3	12	18	200	8,6 15,5 24
		100 200					
35	10	Не ограничен	3,5	5	200	1,8 2,8	
	20						
35	40	3	3,5	5	200	4,2	
ПКУ	6	8	—	34	—	350	6 6 14 25 35
		20					
		50					
		100 300					
	10	8	—	20	—	350	5,5 5,5 8,6 15,5 24
		20					
		40					
		75 150					
	20	15	—	14,5	—	500	4 6 9,5
		30					
		50					
	35	8	—	8,25	—	500	2 4 5,2
		20					
		40					

**Выбор предохранителей для защиты установок
трехфазного переменного тока 6—35 кВ**

Номинальный ток установ-ки, <i>а</i>	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, <i>а</i>	Номинальная трехфазная мощность, <i>квв</i> , защищаемой установки при напряжении, <i>кв</i>		
		6	10	35
0,5	2,0	5	10	—
1,0	3,0	10	20	50
1,9	5,0	20	30	100
3,0	7,5	30	50	180
5,0	10	50	75	—
8,0	15	75	100	320
10	20	100	180	560
14,5	30	135	240	—
20	40	180	320	1 000
30	50	320	560	—
54	75	560	750	—
70	100	750	1 000	—
100	150	1 000	1 500	—
145	200	1 500	2 500	—
210	300	2 000	—	—

Для обеспечения избирательности в системах электросетей, защищенных автоматическими выключателями указанного типа, наименьшая выдержка времени устанавливается у электроприемника.

Одновременная защита линий от перегрузки и к. з. осуществляется применением комбинированных расцепителей, состоящих из двух элементов: одного — для защиты от перегрузки и другого — для защиты от к. з.

Технические данные расцепителей автоматических выключателей приведены в табл. 4-41—4-45.

Технические данные нагревательных элементов тепловых реле магнитных пускателей серии П, устанавливаемых на ответвлениях к электроприемникам, указаны в табл. 4-46.

Данные встраиваемых в магнитные пускатели серии ПА тепловых реле приведены в табл. 4-47. В табл. 4-48 и 4-49 приведены технические данные выключателей типов АСТ и АК.

Номинальный ток защищающего от перегрузки теплового расцепителя или расцепителя с гидравлическим замедлителем автоматического выключателя и нагревательного элемента теплового реле магнитного пускателя $I_{н.т}$ выбирается только по длительному расчетному току линии:

$$I_{н.т} \geq I_{дл.} \quad (4-11)$$

Номинальный ток электромагнитного или комбинированного расцепителя автоматических выключателей $I_{н.э}$ выбирается также по длительному расчетному току линии:

$$I_{н.э} \geq I_{дл.} \quad (4-12)$$

а ток срабатывания (отсечки) электромагнитного или комбинированного расцепителя $I_{ср.в}$ проверяется по максимальному кратковременному току линии из соотношения

$$I_{ср.в} \geq 1,25 I_{кр} \quad (4-13)$$

(для ответвления к одиночному электродвигателю максимальный кратковременный ток линии равен пусковому току электродвигателя: $I_{кр} = I_{п}$).

Коэффициент 1,25 в формуле (4-13) учитывает неточность в определении максимального кратковременного тока линии и разброс характеристик электромагнитных расцепителей автоматов. Для большинства автоматов величина этого коэффициента обеспечивает невозможность ложного отключения линии при пуске электродвигателей, так как разброс характеристик автоматов не превосходит $\pm 15\%$. Для автоматов типа АЗ110, разброс характеристик которых достигает величины $\pm 30\%$, величину коэффициента в формуле (4-13) следует принимать равной 1,5.

Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой определяется по формуле

$$I_{ср.р} \leq 1,25 I_{дл.} \quad (4-14)$$

Таблица 4-41

Технические данные максимальных расцепителей автоматических выключателей серии АВ (номинальные напряжения 500 в переменного и 460 в постоянного тока)

Тип автомата	Номинальный ток автомата, а	Номинальный ток катушки максимального расцепителя, а	Уставки тока срабатывания максимальных расцепителей, а	
			на шкале обратно зависимой от тока характеристики	на шкале не зависимой от тока характеристики (отсечка)
АВ4Б	400	100	—	100, 150, 200
		150	—	150, 225, 300
		250	—	250, 375, 500
		400	—	400, 600, 800
АВ4Н АВ4С АВ4НВ АВ4СВ	400	120	150, 250	960, 1 300
		150	190, 300	1 200, 1 650
		200	250, 400	1 600, 2 200
		250	310, 500	2 000, 2 750
		300	375, 600	2 400, 3 300
		400	500, 800	3 200, 4 400
АВ10Б	1 000	600	—	600, 900, 1 200
		800	—	800, 1 200, 1 600

Тип автомата	Номинальный ток автомата, а	Номинальный ток катушки максимального расцепителя, а	Уставки тока срабатывания максимальных расцепителей, а	
			на шкале обратно зависимой от тока характеристики	на шкале не зависимой от тока характеристики (отсечка)
AB10B	1 000	1 000	—	1 000, 1 500, 2 000
AB10BB	800	600 800	— —	600, 900, 1 200 800, 1 200, 1 600
AB10H AB10C	1 000	500 600 1 000 1 800	625, 1 000 750, 1 200 1 100, 1 600 1 500, 2 000	4 000, 5 500 4 800, 6 600 6 000, 8 000 8 000, 10 000
AB10HB AB10CB	750	500 600 750	621, 1 000 750, 1 200 1 000, 1 600	4 000, 5 500 4 800, 6 600 6 000, 8 000
AB15B	1 500	1 000 1 500	— —	1 000, 1 500, 2 000 1 500, 2 200, 3 000
AB15BB	1 150	800 1 150	— —	800, 1 200, 1 600 1 000, 1 500, 2 000
AB15H AB15C	1 500	1 000 1 200 1 500	1 250, 2 000 1 500, 2 400 1 800, 3 000	8 000, 10 000 8 000, 10 000 8 000, 10 000
AB15HB AB15CB	1 150	800 1 150	1 000, 1 600 1 450, 2 300	8 000, 10 000 8 000, 10 000
AB20B	2 000	1 500 2 000	— —	1 500, 2 000, 3 000 2 000, 3 000, 4 000
AB20BB	~1 500 —2 000	~1 000 1 500 —2 000	— — —	1 000, 1 500, 2 000 1 500, 2 200, 3 000 2 000, 3 000, 4 000
AB20H AB20C	2 000	1 000 1 200 1 500 2 000	1 250, 2 000 1 500, 2 400 1 800, 3 000 2 500, 4 000	8 000, 10 000 8 000, 10 000 8 000, 10 000 8 000, 10 000
AB20HB AB20CB	~1 500 —2 000	1 000 1 200 1 500 —2 000	1 250, 2 000 1 500, 2 400 1 800, 3 000 2 500, 4 000	8 000, 10 000 8 000, 10 000 8 000, 10 000 8 000, 10 000

Технические данные расцепителей автоматических выключателей серии А-3100 (номинальные напряжения 500 в переменного и 220 в постоянного тока)

Тип автомата	Номинальный ток автомата, а	Тепловой и комбинированный расцепители		Электромагнитный расцепитель		
		Номинальный ток, а	Уставка тока мгновенного срабатывания, а	Номинальный ток, а	Уставка тока мгновенного срабатывания	
					переменный ток, а	постоянный ток, а
A3161 A3162 A3163	50	15, 20, 25 30, 40, 50	—	—	—	—
A3114 A3113	100	15 20 25 30 40 50 60 80 100	150 200 250 300 400 500 600 800 1 000	15 20 25 40 40 60 60 100 100	150 200 250 300 400 500 600 800 1 000	
A3124 A3123	100	15, 20, 25, 30 40, 50, 60 80, 100	430 600 800	30 100 100	—	430 600 800
A3134 A3133	200	120 150 200	840 1 050 1 400	200 200 200	840 1 050 1 400	
A3144 A3143	600	250 300 400 500 600	1 750 2 100 2 800 3 500 4 200	600 600 600 600 600	1 750 2 100 2 800 3 500 4 200	

Примечания: 1. Кратность тока срабатывания теплового расцепителя автоматических выключателей серии А3160 составляет 1,35, а всех остальных типов 1,45.

2. При установке автоматических выключателей в закрытых шкафах, например серии ПР9000, условия охлаждения выключателей ухудшаются и номинальный ток выключателя и теплового или комбинированного расцепителя должен снижаться до 80—90% (в среднем 85%) номинальных значений, указанных в табл. 4-42.

Таблица 4-43

Технические данные расцепителей автоматических выключателей серии АП50 (номинальные напряжения 380 в переменного тока и 220 в постоянного тока, номинальный ток 50 а)

Тип автомата	Расцепитель максимального тока	Номинальный ток расцепителя ¹ , а	Пределы регулирования номинального тока установки теплового расцепителя ² , а	Ток срабатывания электромагнитного расцепителя (отсека) ³ , а	
				при переменном токе частотой 50 гц	при постоянном токе
АП50-3МТ АП50-2МТ	Комбинированный	1,6	1—1,6	11	14
		2,5	1,6—2,5	17,5	22
		4	2,5—4	28	36
АП50-3М АП50-2М	Электромагнитный	6,4	4—6,4	45	57
		10	6,4—10	70	90
АП50-3Т АП50-2Т	Тепловой	16	10—16	110	140
		25	16—25	175	220
		40	25—40	280	352
		50	30—50	350	440

¹ Относится ко всем исполнениям автоматических выключателей серии АП50.

² Относится к исполнениям 2МТ, 3МТ, 2Т и 3Т.

³ Относится к исполнениям 2МТ, 3МТ, 2М и 3М.

Примечание. Кратность тока срабатывания теплового расцепителя 1,25—1,35.

Таблица 4-44

Технические данные расцепителей однополюсных автоматических выключателей серий АО-15 и АБ-25

Тип автомата и расцепителя	Номинальное напряжение, в	Номинальный ток автомата, а	Номинальный ток расцепителя, а	Кратность тока срабатывания электромагнитного расцепителя
АБ-25 тепловой	220 переменного тока	25	15, 20, 25	—
АО-15МТ комбинированный	220 постоянного и переменного тока	15	1; 1,2; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 12; 15	10—15
АО-15ЭМ электромагнитный	То же	15	1; 1,2; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 12; 15; 20	1,3

Тип автомата и расцепителя	Номинальное напряжение, <i>в</i>	Номинальный ток автомата, <i>а</i>	Номинальный ток расцепителя, <i>а</i>	Кратность тока срабатывания электромагнитного расцепителя
АО-15М электромагнитный	220 постоянного и переменного тока	15	1; 1,2; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 12; 15; 20	2—10
АО-15Т тепловой	То же	15	1,5; 2,5; 4; 6; 10; 15; 20; 25	—

Примечание. Кратность тока срабатывания теплового расцепителя 1,35.

Таблица 4-45

Технические данные максимальных расцепителей автоматических воздушных выключателей серий АС, АГ и АМ до 400 в переменного и 220 в постоянного тока

Тип автомата	Номинальный ток автомата, <i>а</i>	Номинальный ток максимального расцепителя, <i>а</i>	Кратность уставок тока срабатывания по отношению к номинальному току			
			Пределы уставок тока срабатывания	Расцепитель зоны к. з.	Комбинированный расцепитель	
					зона к. з.	зона нагрузки
АС	800	75, 130, 190, 260, 375, 500, 625, 800	2—4,5	—	—	—
	1 500	1 250, 1 500, 2 000, 2 500				
АГ	800	150, 300, 400, 500, 600, 800	2—3	—	—	—
	1 000	1 000, 1 250, 1 500				
АМ	800	130, 190, 260, 375, 500, 625, 800	—	При переменном токе 2—8	При переменном токе 3—8	1,55—2
	1 500 2 500	1 250, 1 500, 2 000, 2 500	—	При постоянном токе 2—4,5	При постоянном токе 3—4,5	

Примечание. Автоматы серий АС, АГ и АМ для обеспечения избирательности защиты могут быть настроены на одну из трех ступеней времени срабатывания: 0,18; 0,38 и 0,63 сек.

**Технические данные нагревательных элементов
тепловых реле магнитных пускателей серии II
(номинальное напряжение до 500 в)**

№ элементов	Номинальные токи элементов пускателей 2-й величины, а	№ элементов	Номинальные токи элементов пускателей		№ элементов	Номинальные токи элементов пускателей	
			2-й величины, а	3-й величины, а		4-й величины, а	5-й величины, а
1	0,64—0,73	20	3,9—4,2	6,0—6,5	—	—	—
2	0,73—0,80	21	4,2—4,7	6,5—7,0	43	31—34	—
3	0,80—0,90	22	4,7—5,2	7,0—7,7	44	34—37	—
4	0,9—1,0	23	5,2—5,8	7,7—8,5	45	37—41	—
5	1,0—1,1	24	5,8—6,3	8,5—9,5	46	41—45	—
6	1,1—1,2	25	6,3—7,2	9,5—10,5	47	45—50	—
7	1,2—1,3	26	7,2—8,0	10,5—11,5	48	50—55	—
8	1,3—1,4	27	8,0—8,9	11,5—12,5	49	55—60	—
9	1,4—1,5	28	8,9—9,7	12,5—13,5	50	60—65	—
10	1,5—1,7	29	9,7—10,7	13,5—15,0	51	65—70	—
11	1,7—1,9	30	10,7—11,6	15,0—16,5	52	70—77	—
12	1,9—2,1	31	11,6—12,8	16,5—18,0	53	77—85	—
13	2,1—2,3	32	12,8—13,8	18,0—20,0	54	85—95	—
14	2,3—2,5	33	13,8—15,2	20,0—22,5	55	95—105	—
15	2,5—2,7	34	15,2—16,8	22,5—25,0	56	—	66—65
16	2,7—2,9	35	16,8—18,3	25—28	57	—	65—70
17	2,9—3,3	36	18,3—20,0	28—31	58	—	70—77
18	3,3—3,6	37	—	31—34	59	—	77—85
19	3,6—3,9	38	—	34—37	60	—	85—95
—	—	39	—	37—41	61	—	95—105
—	—	40	—	41—45	62	—	105—115
—	—	41	—	45—50	63	—	115—125
—	—	—	—	—	64	—	125—135
—	—	—	—	—	65	—	135—150

Примечание. Кратность тока срабатывания теплового реле по отношению к номинальному току нагревательного элемента равна 1,2. Тепловые реле допускают регулирование величины тока срабатывания.

Таблица 4-47

**Технические данные тепловых реле, встраиваемых
в магнитные пускатели серии ПА
(номинальное напряжение 500 в)**

Величина пускателя	Наибольшая мощность электродвигателя при напряжении 380 в. кВт	Тип теплового реле	Исполнение пускателя					
			открытое			защищенное		
			Ток уставки тепловых реле, а					
			номинальный	нулевая уставка	диапазон регулирования	номинальный	нулевая уставка	диапазон регулирования
3	17	ТРП-32	40	32	24—40	40	32	24—40
4	28	ТРП-60	56	50	38—56	56	44	33—56
5	55	ТРП-150	115	120	90—115	115	104	78—115
5	55	ТРП-150	115	70	52,5—87,5	115	60	45—75
6	75	ТРП-150	150	130	97,5—150	140	125	94—140

Примечания: 1. Нулевая уставка соответствует нулевому положению указателя шкалы уставок теплового реле.

2. Кратность тока срабатывания теплового реле по отношению к номинальному току составляет 1,2.

3. Шкала реле рассчитана на температуру окружающей среды +35° С. При более низкой температуре окружающей среды уставка реле должна быть повышена из расчета одно деление шкалы на 10° С.

Таблица 4-48

**Технические данные автоматических выключателей
переменного тока АСТ**

Тип автомата	Номинальное напряжение, в	Номинальный ток, а	Шкала номинальных токов расцепителей, а
АСТ-2 АСТ-3	380	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,63; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25

Примечания: 1. Автоматические выключатели изготавливаются в двухполюсном (АСТ-2) и трехполюсном (АСТ-3) исполнениях.

2. Электромагнитные расцепители выключателя снабжены гидравлическим замедлителем, обеспечивающим при кратности тока, равной 1,2 номинального, выдержку времени не более 20 мин, при кратности тока от 6 до 15 6—15 сек и при кратности 14 мгновенное действие (отсечку).

Технические данные автоматических выключателей типа АК-63

Тип автомата	Номинальное напряжение, $в$	Шкала номинальных токов расцепителей, $а$
АК-63	~440 —240	0,63; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63

Примечания: 1. Автоматические выключатели изготавливаются в двухполюсном и трехполюсном исполнениях.

2. Электромагнитные расцепители выключателя имеют две модификации: тип М — мгновенный и тип МГ — с гидравлическим замедлителем.

3. Расцепители изготавливаются с кратностью тока отсечки 14 для переменного тока и 5 — для постоянного тока. Расцепители типа М изготавливаются для переменного тока также с кратностью тока 3.

4. Расцепители типа МГ имеют время срабатывания при кратности тока 1,2 не более 20 мс и при кратности 6 от 3 до 20 сек.

4.3. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

Сечение проводов и кабелей напряжением до 1000 в по условию нагревания определяются из табл. 4-1—4-20, 4-22 и 4-27—4-31 в зависимости от расчетного значения допустимой длительной нагрузки при нормальных условиях прокладки, определяемой как большая величина из двух соотношений:

по условию нагревания длительным расчетным током

$$I_{н.д} \geq \frac{I_{дл}}{K_{п}} \quad (4-15)$$

и по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты

$$I_{н.д} \geq \frac{K_{з} I_{з}}{K_{п}}, \quad (4-16)$$

где $K_{п}$ — поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей;

$K_{з}$ — кратность допустимого длительного тока для провода или кабеля по отношению к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата;

$I_{з}$ — номинальный ток или ток срабатывания защитного элемента, $а$.

При нормальных условиях прокладки $K_{п}=1$ и соотношения (4-15) и (4-16) упрощаются:

$$I_{н.д} \geq I_{дл}; \quad (4-17)$$

$$I_{н.д} \geq K_{з} I_{з}. \quad (4-18)$$

Значения K_3 и I_3 определяются из табл. 4-50 в зависимости от характера сети, типа изоляции проводов и кабелей и условий их прокладки.

Согласно разд. III ПУЭ сети разделяются на две группы: сети, которые должны быть защищены от перегрузки и токов к. з., и сети, защищаемые только от токов к. з.

Согласно § III-1-9 ПУЭ защите от перегрузки подлежат:

1) сети внутри помещений, выполненные открыто проложенными незащищенными изолированными проводниками с горючей оболочкой;

2) сети внутри помещений, выполненные защищенными проводниками, проводниками, проложенными в трубах, негорюемых строительных конструкциях и т. п., в следующих случаях:

А. Осветительные сети в жилых и общественных зданиях, торговых помещениях, служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, включая сети для бытовых и переносных электроприемников, а также в пожароопасных производственных помещениях.

Б. Силовые сети в промышленных предприятиях, жилых и общественных зданиях, торговых помещениях в случаях, когда по условиям технологического процесса или режиму работы сети может возникнуть длительная перегрузка проводов и кабелей.

В. Сети всех видов во взрывоопасных помещениях и взрывоопасных наружных установках независимо от условий технологического процесса или режима работы сети.

Все остальные сети не требуют защиты от перегрузки и защищаются только от токов к. з.

Если допустимая длительная токовая нагрузка, найденная по (4-16) или (4-18) в соответствии с требованиями § III-1-10 ПУЭ, не совпадает с данными таблиц допустимых нагрузок, разрешается применение проводника ближайшего меньшего сечения, но не меньшего, чем это требуется при определении допустимой нагрузки по (4-15) и (4-17). Сечения проводов и кабелей для ответвления к двигателю с короткозамкнутым ротором во всех случаях выбираются в соответствии с (4-15) или (4-17), в которых длительный расчетный ток линии равен: для невзрывоопасных помещений — номинальному току двигателя, а для взрывоопасных — 125% номинального тока двигателя напряжением до 1000 в. Выбранное сечение провода или кабеля должно быть проверено по (4-16) или (4-18) § III-1-7 ПУЭ для сетей, защищаемых только от к. з.

Во всех случаях должно быть обеспечено надежное отключение защитными аппаратами однофазного к. з., происшедшего в наиболее отдаленных точках сети. Это условие выполняется, если кратность тока однофазного к. з. в сетях глухо заземленной нейтралью не менее 3 по отношению к номинальному току плавкой вставки предохранителя и номинальному току расцепителя автоматического выключателя, имеющего обратно зависимую от тока характеристику, и не менее $1,1K_p$ по отношению к току срабатывания автоматического выключателя, имеющего только электромагнитный расцепитель (K_p — коэффициент, учитывающий разброс характеристик расцепителя по данным завода).

Для сетей, прокладываемых во взрывоопасных помещениях, допустимые кратности тока к. з. увеличиваются до значения 4 по отношению к номинальному току плавкой вставки предохранителя и до 6 по отношению к номинальному току расцепителя автоматического выключателя с обратной зависящей от тока характеристикой.

Минимальные кратности допустимых токовых нагрузок на провода и кабели по отношению к номинальным токам, токам трогания или токам уставки защитных аппаратов

Значение тока защитного аппарата I_8	Кратность допустимых длительных токов K_8			
	Сети, для которых защита от перегрузки обязательна (ПУЭ, § III-1-10)			
	Проводники с резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией		Кабели с бумажной изоляцией	Сети, не требующие защиты от перегрузки (ПУЭ, § III-1-7)
	Взрыво- и пожароопасные помещения, жилые, торговые помещения и т. п.	Невзрыво- и непожароопасные производственные помещения предприятий		
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей	1,25	1,0	1,0	0,33
Ток уставки автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель	1,25	1,0	1,0	0,22
Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки)	1,0	1,0	1,0	1,0
Ток трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой (при наличии на автоматическом выключателе отсечки кратность тока ее не ограничивается)	1,0	1,0	0,8	0,66

Для сетей, защищаемых только от токов к. з., превышение токов плавких вставок предохранителей и уставок расцепителей автоматов по сравнению с величинами, регламентированными в табл. 4-50, допускается в необходимых случаях, например для надежной отстройки от токов самозапуска двигателей, при условии, что кратность тока к. з. имеет значение не менее 5 по отношению к номинальному току плавкой вставки предохранителя и не менее 1,5 по отношению к току срабатывания электромагнитного расцепителя автомата.

Проверка условий надежного срабатывания аппаратов защиты при к. з. приведена в разд. 7.

Сечения проводов и кабелей линии напряжением выше 1 000 в по условиям нагревания определяются по длительным расчетным токам согласно (4-15) или (4-17).

Пример 4-4. Магистральная линия силовой сети 380/220 в промышленного предприятия питает группу двигателей. Линия выполняется бронированным трехжильным кабелем с алюминиевыми жилами и резиновой изоляцией и прокладывается в помещении с температурой окружающего воздуха +25°С. Длительный расчетный ток линии 100 а и кратковременный ток при самозапуске двигателей 500 а. Условия самозапуска электродвигателей легкие.

Определить номинальный ток плавких вставок, защищающих линию предохранителей типа ПН-2, и выбрать сечение кабеля при следующих условиях:

1. Линия проходит в невзрывоопасном и непожароопасном производственном помещении и должна быть защищена от перегрузки.

2. Линия проходит в пожароопасном помещении и должна быть защищена от перегрузки.

3. Линия должна быть защищена только от к. з.

Решение. Определяем величину номинального тока плавких вставок, защищающих линию предохранителей, по условию длительного тока из (4-5):

$$I_{в} \geq 100 \text{ а}$$

и по условию кратковременного тока из (4-8):

$$I_{в} \geq \frac{500}{2,5} = 200 \text{ а.}$$

Решающим при выборе плавких вставок оказывается толчок тока при самозапуске электродвигателей. Останавливаемся на предохранителях типа ПН-2-250/II с плавкими вставками на номинальный ток 200 а (см. табл. 4-36).

Для выбора сечения кабеля пользуемся упрощенными формулами (4-17) и (4-18), так как условия его прокладки нормальные (температура окружающего воздуха +25°С).

Допустимая нагрузка на кабель по условию нагревания длительным расчетным током определяется из (4-17):

$$I_{в.д.} \geq 100 \text{ а}$$

и по условию соответствия сечения кабеля плавкой вставке предохранителя из (4-18), в котором значения коэффициента $K_{в}$ для каждого из рассматриваемых вариантов будут различными.

1. Для кабеля с резиновой изоляцией, защищаемого от перегрузки и проходящего в невзрывоопасном и непожароопасном по-

мещении, из табл. 4-50

$$K_a = 1,0.$$

Допустимая длительная нагрузка на кабель определяется по (4-18):

$$I_{н.д} \geq 1 \cdot 200 = 200 \text{ а.}$$

По табл. 4-4 подбираем для трехжильного кабеля с алюминиевыми жилами и резиновой изоляцией при прокладке в воздухе сечение 120 мм^2 , для которого допустимая нагрузка равна 200 а .

2. Для кабеля, проходящего в пожароопасном помещении и защищаемого от перегрузки, аналогично получим:

$$K_a = 1,25;$$

$$I_{н.д} \geq 1,25 \cdot 200 = 250 \text{ а.}$$

Сечение кабеля принимаем равным 150 мм^2 ; допустимая длительная нагрузка для него равна 235 а . Пользуемся указанием ПУЭ о том, что при проверке соответствия сечений проводов и кабелей характеристике защитного аппарата допускается выбирать проводники ближайшего меньшего сечения, чем требуется по расчетному току.

3. Для кабеля, защищаемого только от к. з., получим:

$$K_a = 0,33;$$

$$I_{н.д} = 0,33 \cdot 200 = 66 \text{ а.}$$

В данном случае сечение кабеля 50 мм^2 определяется условием нагревания длительным током (допустимая нагрузка 110 а).

Пример 4-5. На рис. 4-1 представлена схема участка силовой сети промышленного предприятия напряжением $380/220 \text{ в}$. От шин распределительного щита получают питание силовая сборка с автоматическими выключателями, к которой присоединяются шесть асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором. Электродвигатели 3 и 4 установлены во взрывоопасном помещении класса ВIа, остальные двигатели, распределительные пункты

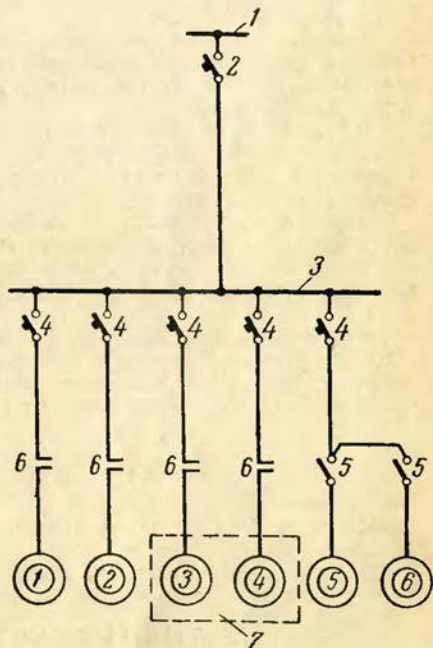


Рис. 4-1. Схема сети к примеру 4-5.

1 — шины $380/220 \text{ в}$ распределительного щита; 2 — автоматический выключатель типа АВ-4С; 3 — шины распределительного силового пункта серии ПР-9000; 4 — автоматический выключатель типа АЗ124; 5 — кнопочный пускатель типа ПНВ-34; 6 — магнитный пускатель типа ПА; 7 — взрывоопасное помещение.

и пусковая аппаратура — в помещениях с нормальной средой. Технические данные двигателей указаны в табл. 4-51. Режим работы двигателей исключает возможность длительных перегрузок; условия их пуска нетяжелые, возможность самозапуска крупных двигателей исключена.

Один из двигателей 1 или 2 всегда находится в резерве; остальные двигатели могут работать одновременно.

Магистральная линия от распределительного щита до силового пункта защищена селективным автоматическим выключателем типа АВ-4С до 500 в и 400 а с максимальными расцепителями с обратной зависимой от тока характеристикой и отсечкой с выдержкой времени 0,6 сек. Линии от силового пункта к электродвигателям защищены установленными в шкафу типа ПР9262-137 автоматическими выключателями типа АЗ124 на 500 в и 100 а с комбинированными расцепителями.

Магистральная линия от распределительного щита до силового пункта выполнена трехжильным кабелем с бумажной изоляцией марки ААБГ, линии к электродвигателям — проводом с резиновой изоляцией АПРТО и (для взрывоопасного помещения) ПРТО в стальных трубах. Вся проводка проходит в помещениях с температурой воздуха +25°С.

Требуется определить номинальные токи расцепителей автоматических выключателей и выбрать сечения проводов и кабеля из условия нагревания и соответствия токам расцепителей автоматических выключателей.

Решение. Так как температура воздуха в помещении равна +25°С, то поправочный коэффициент $K_n=1$ и при выборе сечений проводов и кабелей по условию нагревания следует руководствоваться (4-17) и (4-18).

Линия к электродвигателю 1. Выбираем комбинированный расцепитель автоматического выключателя АЗ124 по условию длительного тока линии, равного в данном случае номинальному току электродвигателя 1 (см. табл. 4-51).

Согласно примечанию 2 к табл. 4-42 при выборе расцепителя, встроенного в закрытый шкаф автоматического выключателя, необходимо учесть поправочный коэффициент порядка 0,85. Учитывая сказанное, выбираем расцепитель автоматического выключателя по условию длительного тока линии из соотношения

$$I_{н.э} \geq \frac{73,1}{0,85} = 86 \text{ а.}$$

По табл. 4-42 выбираем комбинированный расцепитель с номинальным током 100 а и током мгновенного срабатывания 800 а.

Проверяем невозможность ложного срабатывания автоматического выключателя при пуске двигателя 1 по (4-13):

$$I_{ср.э} \geq 1,25 \cdot 432 = 540; 800 \text{ а} > 540 \text{ а.}$$

Согласно указаниям ПУЭ для линии к электродвигателю в невзрывоопасном помещении сечение выбирается по номинальному току двигателя из (4-17) с последующей проверкой по (4-18), исходя из условия защиты сети только от к. з.

Расчетное значение допустимого тока линии получается равным:

$$I_{н.д} \leq 73,1 \text{ а.}$$

По табл. 4-2 подбираем трехжильный провод с алюминиевыми жилами марки АПРТО сечением 35 мм^2 , для которого допустимая нагрузка равна 75 а .

Проверяем соответствие выбранного сечения провода аппарату токовой защиты. Так как автоматические выключатели серии АЗ100 не имеют регулирования тока уставки, кратность допустимого тока линии должна определяться по отношению к номинальному току расцепителя, равному в нашем случае $I_3 = 100 \text{ а}$. По табл. 4-50 находим значение K_3 для сетей, не требующих защиты от перегрузки для номинального тока расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратно зависимой от тока характеристикой:

$$K_3 = 1.$$

Подставив числовые значения в соотношение (4-18):

$$75 \text{ а} < 1 \cdot 100 = 100 \text{ а},$$

видим, что требуемое условие не выполняется.

Таблица 4-51

Технические данные электродвигателей по примеру 4-5

Тип	Номинальная мощность, <i>квт</i>	Номинальный ток, <i>а</i>	Кратность пускового тока	Пусковой ток, <i>а</i>
A2-81-4	40	73,1	5,9	432
A2-81-4	40	73,1	5,9	432
МА-145-2/6	34	69	6,5	448
МА142-2/8	4	10,5	5	52,5
АО2-41-4	4	7,7	5,7	43,8
АО2-41-4	4	7,7	5,7	43,8

Останавливаемся на сечении провода 50 мм^2 , для которого условие (4-18) выполняется:

$$105 \text{ а} > 100 \text{ а}.$$

Для остальных линий результаты расчета сведены в табл. 4-52 и ниже даются пояснения, связанные с особенностями каждой из них.

Линия к электродвигателю 3. Линия к электродвигателю 3 имеет следующие особенности. Двигатель 3 установлен во взрывоопасном помещении класса ВIа, в связи с чем:

- 1) за расчетный ток при выборе сечения линии принимается номинальный ток двигателя, увеличенный в 1,25 раза;
- 2) во взрывоопасном помещении класса ВIа не разрешается применение проводов и кабелей с алюминиевыми жилами, следовательно линия от магнитного пускателя до электродвигателя должна быть выполнена проводом с медными жилами (марки ПРТО).

Линия к электродвигателю 4. Сечение провода ПРТО от магнитного пускателя до двигателя 4 принято равным $2,5 \text{ мм}^2$, так как меньшее сечение для силовых сетей во взрывоопасных помещениях не допускается (см. табл. 1-10).

Линия к электродвигателям 5 и 6. Расчетный ток линии определяется суммой токов двигателей 5 и 6.

Магистральная линия. Длительная расчетная токовая нагрузка линии по условию примера определяется суммой токов всех электродвигателей, за исключением тока одного из электродвигателей 1 или 2:

$$I_{дл} = 73,1 + 69 + 10,5 + 2 \cdot 7,7 = 168 \text{ а.}$$

Кратковременная токовая нагрузка определяется по (4-9) из условия пуска двигателя 3, у которого толчок пускового тока наибольший:

$$I_{кр} = 448 + 73,1 + 10,5 + 2 \cdot 7,7 = 547 \text{ а.}$$

Выбираем электромагнитный расцепитель автоматического выключателя АВ-4С по условию длительного тока линии из (4-12):

$$I_{н.э} \geq 168 \text{ а.}$$

По табл. 4-41 выбираем максимальный расцепитель с номинальным током 200 а. Уставку тока срабатывания принимаем на шкале зависимой от тока характеристики 250 а и на шкале не зависимой от тока характеристики (отсечка с выдержкой времени) 1600 а.

Проверяем невозможность ложного срабатывания автоматического выключателя при пуске электродвигателя 3 по (4-13):

$$1600 > 1,25 \cdot 547 = 682 \text{ а.}$$

Определяем табличное значение допустимого длительного тока для кабеля:

$$I_{в.д} \geq 168 \text{ а.}$$

По табл. 4-14 подбираем трехжильный кабель с алюминиевыми жилами до 3 кв сечением 95 мм², для которого допустимая нагрузка равна 190 а.

Проверяем соответствие выбранного сечения кабеля аппарату токовой защиты. Так как автоматические выключатели серии АВ имеют регулирование тока уставки на шкале обратно зависимой от тока характеристики, кратность допустимого тока линии должна определяться по отношению к току срабатывания расцепителя в этой части характеристики, равному в нашем случае $I_3 = 250 \text{ а}$. По табл. 4-50 находим значение K_3 для сетей, не требующих защиты от перегрузки, для тока срабатывания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой:

$$K_3 = 0,66.$$

Подставив числовые значения в (4-18):

$$190 > 0,66 \cdot 250 = 165 \text{ а,}$$

найдем, что требуемое условие выполняется.

В табл. 4-53—4-55 приведены допустимые нагрузки и предельные значения номинальных токов плавких вставок предохранителей и номинальных токов тепловых и комбинированных расцепителей автоматических выключателей серии АЗ100 для проводов и кабелей на напряжение до 1000 в с алюминиевыми жилами при прокладке открыто в воздухе или в трубах при длительном режиме работы. В табл. 4-56 указаны для тех же проводов и условий прокладки допустимые нагрузки при повторно-кратковременном режиме работы.

Таблица для выбора расцепителей и сечений проводов и кабелей из примера 4-5

Наименование линий	Расчетный ток линии, a		Номинальный ток расцепителя, a		Уставка тока мгновенного срабатывания расцепителя, a		K_3	Допустимая токовая нагрузка на провод (кабель), a		Марка и сечение провода (кабеля), $мм^2$
	длительный	кратковременный	расчетный	принятый	расчетная	принятая		расчетная	фактическая	
К электродвигателю 1	73,1	432	86	100	540	800	1	100	105	АПРТО 3×50
К электродвигателю 2	73,1	432	86	100	540	800	1	100	105	АПРТО 3×50
К электродвигателю 3:										
1) от силового пункта до пускателя	69	448	81,5	100	560	800	1	100	105	АПРТО 3×50
2) от пускателя до двигателя	86,3	—	—	—	—	—	1	100	100	ПРТО 3×35
К электродвигателю 4:										
1) от силового пункта до пускателя	10,5	52,5	12,4	15	66	430	1	15	16	АПРТО 3×2,5
2) от пускателя до двигателя	13,1	—	—	—	—	—	1	15	21	ПРТО 3×2,5
К электродвигателям 5 и 6	15,4	87,6	18	20	110	430	1	20	23	АПРТО 3×4
Магистраль	168	547	168	200	682	1600	0,66	168	190	ААБГ 3×95

Предельные номинальные токи плавких вставок безынерционных предохранителей и допустимы е длительные нагрузки для проводов и кабелей с алюминиевыми жилами в производственных невзрыво- и непожароопасных помещениях, в которых требуется защита сети от перегрузки

Сечение, мм ²	Открытая прокладка								Прокладка в трубах										
	АПР		АНРГ	АПР, АНРГ		АНРГ, АВРГ		ААГ, ААБГ		АПРТО, АНРТ, АВРТ									
	Нагрузка, а		Ток вставки, а	Нагрузка, а		Ток вставки, а		Нагрузка, а		Ток вставки, а		Нагрузка, а		Ток вставки, а		Нагрузка, а		Ток вставки, а	
	одножильные			двухжильные	трехжильные	двухжильные	трехжильные	двухжильные	трехжильные	двухжильные	трехжильные	два одножильных	три одножильных	два и три одножильных	один двухжильный	один трехжильный	двухжильные	трехжильные	
2,5	24	23	25	21	19	20	23	22	25	20	19	20	19	16	20	15			
4	32	31	30	29	27	30	31	29	30	28	28	30	25	21	25	20			
6	39	38	40	38	32	40 30	42	35	50	36	32	30	31	26	30	25			
10	55	60	60	55	42	50 40	55	46	50	50	47	50	42	39	40				
16	80	75	80	70	60	60	75	60	80 60	60	60	60	62	54	60				
25	105	105	100	90	75	80	100	80	100 80	85	80	80	77	65	80				
35	130	130	120	105	90	100	115	95	120 100	100	95	100	96	77	80				
50	165	165	200	135	110	120	140	120	150 120	140	130	150	123	104	120 100				
70	210	210	200	165	140	150	175	155	200 150	175	165	200	150	135	150				
95	255	250	250	200	170	200	210	190	200	215	200	200	189	166	200				
120	295	295	300	230	200	200	245	220	250	245	220	250	228	192	200				
150	340	340	350	270	235	250	290	255	300 250	275	255	250	—	—	—				
185	390	295	400	310	270	300	—	290	300	—	—	—	—	—	—				

Предельные номинальные токи плавких вставок безынерционных предохранителей и допустимые длительные нагрузки для проводов и кабелей с алюминиевыми жилами (напряжение до 1000 в) во взрыво- и пожароопасных помещениях и в сетях непроизводственных помещений, в которых требуется защита от перегрузки

Сечение, мм ²	Открытая прокладка								Прокладка в трубах										
	АПР	АНРГ	АПР, АНРГ	АНРГ, АВРГ				ААГ, ААБГ				АПРТО, АНРГ, АВРГ							
	Нагрузка, а		Ток вставки, а	Нагрузка, а		Ток вставки, а		Нагрузка, а		Ток вставки, а		Нагрузка, а		Ток вставки, а		Нагрузка, а		Ток вставки, а	
	одножильные			двух-жильные	трех-жильные	двух-жильные	трех-жильные	двух-жильные	трех-жильные	двух-жильные	трех-жильные	два одно-жильных	три одно-жильных	два и три одно-жильных	один двух-жильный	один трех-жильный	двух-жильные	трех-жильные	
2,5	24	23	20	21	19	15	23	22	20	20	19	15	19	16	15				
4	32	31	25	29	27	20	31	29	30	28	28	25	25	21	20				
6	39	38	30	38	32	30 25	42	35	40	36	32	25	31	26	25				
10	55	60	50	55	42	40	55	46	50	50	47	40	42	39	30				
16	80	75	60	70	60	50	75	60	80 60	60	60	50	62	54	50				
25	105	105	80	90	75	60	100	80	100 80	85	80	60	77	65		60	50		
35	130	130	100	105	90	80	115	95	120 100	100	95	80	96	77	80	80	60		
50	165	165	150	135	110	100	140	120	150 120	140	130	100	123	104	100	100	80		
70	210	210	200	165	140	120	175	155	200 150	175	165	150	150	125			120		
95	255	250	200	200	170	150	210	190	200	215	200	150	189	166			150		
120	295	195	250	230	200	200 150	245	220	250	245	220	200	228	192			150		
150	340	340	300	270	235	200	290	255	300 250	275	255	200	—	—			—		
185	390	395	300	310	270	250	—	290	300	—	—	—	—	—			—		

Предельные номинальные токи тепловых и комбинированных расцепителей автоматов серии А3100 и допустимые длительные нагрузки для проводов и кабелей с алюминиевыми жилами (напряжение до 1000 в), а

Сече- ние, мм ²	Открытая прокладка								Прокладка в трубах									
	АПР		АНРГ		АПР, АНРГ		АНРГ, АВРГ		ААГ, ААБГ				АПРТО, АНРГ, АВРГ					
	Нагрузка		Номи- нальный ток рас- цепителя		Нагрузка		Номиналь- ный ток расцепителя		Нагрузка		Номиналь- ный ток расцепителя		Нагрузка		Номиналь- ный ток расцепителя			
	одножильные		двухжиль- ные	трехжиль- ные	двухжиль- ные	трехжиль- ные	двухжиль- ные	трехжиль- ные	двухжиль- ные	трехжиль- ные	два одно- жильных	три одно- жильных	два и три одножиль- ных	один двухжиль- ный	один трехжиль- ный	двухжиль- ные	трехжиль- ные	
2,5	24	23	25	21	19	20		23	22	25		20	19	20	19	16	20	15
4	32	31	30	29	27	30		31	29	30		28	28	30	25	21	25	20
6	39	38	40	38	32	40	30	42	35	40		36	32	30	31	26	30	25
10	55	60	60	55	42	60	40	55	46	50		50	47	50	42	39	40	
16	80	75	85	70	60	70	60	75	60	85	60	60	60	60	62	54	60	
25	105	105	100	90	75	85		100	80	100	85	85	80	85	77	65	70	
35	130	130	140	105	90	100		115	95	120	100	100	95	100	96	77	85	
50	165	165	170	135	110	120		140	120	140	120	140	130	140	123	104	120	100
70	210	210	200	165	140	140		175	155	170		175	165	170	150	135	140	
95	255	250	250	200	170	200 170		210	190	200		215	200	200	189	166	170	
120	295	195	300	230	200	200		245	220	250		245	200	250	228	192	200	
150	340	340	350	270	235	250		290	255	300		275	255	250	—	—	—	
185	390	395	400	310	270	300		—	290	300		—	—	—	—	—	—	

Допустимые нагрузки при повторно-кратковременном режиме для проводов и кабелей до 1000 в с алюминиевыми жилами, проложенных в воздухе открыто или в трубах, а

Номинальное сечение, мм ²	Открытая прокладка						Прокладка в трубах									
	АГР, АПВ		АНРГ, АВРГ, АСРГ				АПРТО, АНРГ, АВРГ, АСРГ									
	одножильные		двухжильные		трехжильные		два одножильных		три одножильных		четыре одножильных		один одножильный		один трехжильный	
	ПВ 25%	ПВ 40%	ПВ 25%	ПВ 40%	ПВ 25%	ПВ 40%	ПВ 25%	ПВ 40%	ПВ 25%	ПВ 40%	ПВ 25%	ПВ 40%	ПВ 25%	ПВ 40%	ПВ 25%	ПВ 40%
2,5	24	24	21	21	19	19	20	20	19	19	19	19	19	19	16	16
4	32	32	29	29	27	27	28	28	28	28	23	23	25	25	21	21
6	39	39	38	38	32	32	36	36	32	32	30	30	31	31	26	26
10	55	55	55	55	42	42	50	50	47	47	39	39	42	42	39	39
16	140	111	123	97	105	83	105	83	105	83	96	76	108	85	95	75
25	184	146	158	125	131	103	149	118	140	111	123	97	135	107	114	90
35	227	179	184	145	157	124	175	138	167	132	149	118	168	133	135	107
50	289	228	236	186	193	153	245	193	228	180	210	166	215	170	182	144
70	367	290	289	228	244	193	307	243	289	228	245	193	262	208	236	187
95	445	352	350	277	297	235	376	298	350	277	307	243	331	262	292	230
120	515	407	402	318	350	277	428	339	385	304	350	277	400	315	336	265
150	595	470	473	374	410	324	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
185	683	540	543	428	472	374	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ.

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

5-1. АКТИВНЫЕ И ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЛИНИИ

Активное сопротивление проводов и кабелей из цветных металлов определяется по одной из следующих формул:

$$r = 1000 \frac{\rho}{F}, \text{ ом/км,} \quad (5-1)$$

$$r = \frac{1000}{\gamma F}, \text{ ом/км,} \quad (5-2)$$

где ρ — расчетное удельное сопротивление провода или жилы кабеля, $\text{ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

γ — расчетная удельная проводимость провода или жилы кабеля, $\text{м/ом} \cdot \text{мм}^2$;

F — номинальное сечение провода или кабеля, мм^2 .

Значения удельного сопротивления и удельной проводимости для медных проводов и кабелей:

$$\rho_{\text{м}} = 0,0189 \text{ ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}; \quad \gamma_{\text{м}} = 53 \text{ м/ом} \cdot \text{мм}^2;$$

для алюминиевых проводов и кабелей

$$\rho_{\text{а}} = 0,0315 \text{ ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}; \quad \gamma_{\text{а}} = 31,7 \text{ м/ом} \cdot \text{мм}^2.$$

Таблица 5-1

Активные сопротивления проводов и кабелей, ом/км

Сечение провода, мм^2	Медные провода и кабели	Алюминиевые провода и кабели	Сталесплавные провода
1	18,9	—	—
1,5	12,6	—	—
2,5	7,55	12,6	—
4	4,65	7,90	—
6	3,06	5,26	—
10	1,84	3,16	3,12
16	1,20	1,98	2,06
25	0,74	1,28	1,38
35	0,54	0,92	0,85
50	0,39	0,64	0,65
70	0,28	0,46	0,46
95	0,20	0,34	0,33
120	0,158	0,27	0,27
150	0,123	0,21	0,21
185	0,103	0,17	0,17
240	0,078	0,132	0,132
300	0,062	0,106	0,107
400	0,047	0,08	0,08

Индуктивные сопротивления воздушных линий, *ом/км*

Среднее геометрическое расстояние между проводами, <i>мм</i>	Сечение проводов, <i>мм²</i>										
	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185
	Индуктивное сопротивление										
<i>Медные провода</i>											
400	0,371	0,355	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	—	—	—
600	0,397	0,381	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280
800	0,415	0,399	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298
1 000	0,429	0,413	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313
1 250	0,443	0,427	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327
1 500	—	0,438	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338
2 000	—	0,457	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357
2 500	—	—	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371
3 000	—	—	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382
<i>Алюминиевые провода</i>											
600	—	—	0,358	0,345	0,336	0,325	0,315	0,303	0,297	0,288	0,279
800	—	—	0,377	0,363	0,352	0,341	0,331	0,319	0,313	0,305	0,298
1 000	—	—	0,391	0,377	0,366	0,355	0,345	0,334	0,327	0,319	0,311
1 250	—	—	0,405	0,391	0,380	0,369	0,359	0,347	0,341	0,333	0,328
1 500	—	—	—	0,402	0,391	0,380	0,370	0,358	0,352	0,344	0,339
2 000	—	—	—	0,421	0,410	0,398	0,388	0,377	0,371	0,363	0,355
<i>Сталеалюминиевые провода</i>											
2 000	—	—	—	—	0,403	0,392	0,382	0,371	0,365	0,358	—
2 500	—	—	—	—	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,272	—
3 000	—	—	—	—	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377

Таблица 5-4

**Индуктивные сопротивления трехжильных кабелей
и изолированных проводов, проложенных на роликах
и изоляторах, Ом/км**

Сечение, мм ²	Трехжильные кабели с медными жилами				Изолированные провода	
	до 1 кв	3 кв	6 кв	10 кв	на роли- ках	на изоля- торах
1,5	—	—	—	—	0,28	0,32
2,5	—	—	—	—	0,26	0,30
4	0,095	0,111	—	—	0,25	0,29
6	0,090	0,104	—	—	0,23	0,28
10	0,073	0,0825	0,11	0,122	0,22	0,26
16	0,0675	0,0757	0,102	0,113	0,22	0,24
25	0,0662	0,0714	0,091	0,099	0,20	0,24
35	0,0637	0,0688	0,087	0,095	0,19	0,24
50	0,0625	0,0670	0,083	0,09	0,19	0,23
70	0,0612	0,0650	0,08	0,086	0,19	0,23
95	0,0602	0,0636	0,078	0,083	0,18	0,23
120	0,0602	0,0626	0,076	0,081	0,18	0,22
150	0,0596	0,0610	0,074	0,079	—	—
185	0,0596	0,0605	0,073	0,077	—	—
240	0,0587	0,0595	0,071	0,075	—	—

Таблица 5-5

**Внешние индуктивные сопротивления воздушных линий
со стальными проводами**

Среднее геометри- ческое расстоя- ние между провода- ми, мм	Марка проводов						
	ПСО-3,5	ПСО-4	ПСО-5	ПС-25	ПС-35	ПС-50	ПС-70
	Внешнее индуктивное сопротивление x' , Ом/км						
400	0,341	0,332	0,318	0,311	0,290	0,281	—
600	0,368	0,359	0,345	0,336	0,317	0,308	0,295
800	0,384	0,375	0,361	0,354	0,333	0,324	0,311
1000	0,398	0,389	0,375	0,368	0,347	0,338	0,325
1250	—	0,403	0,489	0,381	0,361	0,352	0,339
1500	—	0,414	0,400	0,393	0,372	0,363	0,350
2000	—	—	—	0,412	0,391	0,382	0,369

Таблица 5-6

**Активные (омические) и индуктивные сопротивления
шин прямоугольного сечения из алюминия и меди**

Размеры шин, мм	Активное (омическое) сопротивление при температуре шины +30° С, Ом/км				Индуктивное сопротивление при расстоя- нии между центрами шин 250 мм, Ом/км
	Алюминиевые шины		Медные шины		
	при посто- янном токе	при перемен- ном токе	при посто- янном токе	при перемен- ном токе	
25×3	0,410	0,418	0,248	0,263	0,253
30×4	0,256	0,269	0,156	0,175	0,240

Размеры шин, мм	Активное (омическое) сопротивление при температуре шины +30° С, ом/км				Индуктивное сопротивление при расстоянии между центрами шин 250 мм, ом/км
	Алюминиевые шины		Медные шины		
	при постоянном токе	при переменном токе	при постоянном токе	при переменном токе	
40×4	0,192	0,211	0,117	0,138	0,224
40×5	0,154	0,173	0,0935	0,112	0,222
50×5	0,123	0,140	0,0749	0,0913	0,210
50×6	0,102	0,119	0,0624	0,0780	0,208
60×6	0,0855	0,102	0,0520	0,0671	0,198
80×6	0,0640	0,0772	0,0390	0,0507	0,182
100×6	0,0510	0,0635	0,0312	0,0411	0,169
60×8	0,0640	0,0772	0,0390	0,0507	0,196
80×8	0,0481	0,0595	0,0293	0,0395	0,179
100×8	0,0385	0,0488	0,0234	0,0321	0,168
120×8	0,0320	0,0410	0,0195	0,0271	0,156
80×10	0,0385	0,0495	0,0234	0,0323	0,179
100×10	0,0308	0,0398	0,0187	0,0260	0,165
120×10	0,0255	0,0331	0,0156	0,0218	0,156

Таблица 5-7

Активные и индуктивные сопротивления токопроводов с алюминиевыми шинами серий ШМА и ШРА

Тип	Сопротивление, ом/км	
	активное	индуктивное
<i>Магистральные токопроводы</i>		
ШМА59-1	0,024	0,02
ШМА59-2	0,016	0,02
ШМА59-4	0,010	0,02
<i>Распределительные токопроводы</i>		
ШРА60-2	0,21	0,18
ШРА60-4	0,13	0,16
ШРА60-6	0,08	0,11

Таблица 5-8

Максимальные значения сечений проводов и кабелей, для которых допустимо вести расчет на потерю напряжения без учета индуктивного сопротивления проводов (для сети переменного тока с частотой 50 гц)

Коэффициент мощности	0,95		0,9		0,85		0,8		0,75		0,7	
	М	А	М	А	М	А	М	А	М	А	М	А
Кабели до 1 кв	70	120	50	95	35	70	35	50	25	50	25	35
Кабели 6—10 кв	50	95	35	50	25	50	25	35	16	25	16	25
Провода в трубах	50	95	35	50	35	50	25	35	16	25	16	25
Провода на роликах	25	35	16	25	10	16	10	10	6	10	6	10
Провода на изоляторах	16	25	10	16	10	16	6	10	6	10	6	6

Примечание. М—медные провода и кабели; А—алюминиевые провода и кабели.

Таблица 5-9

Значения и единицы измерения величин, входящих в формулы (5-6) и (5-7)

Система тока	Сумма моментов нагрузок по участкам линий		Потеря напряжения ΔU	Значение коэффициента α_1	Числовое значение коэффициента α_1 для алюминиевых (числитель) и медных (знаменатель) проводов и кабелей при номинальном междуфазном напряжении, кв				
	M_a	Единицы измерения			0,22	0,38	0,66	6	10
Одифазный переменный или постоянный ток	$\Sigma I_a l$	а·м	в	$\frac{2}{\gamma}$	$\frac{0,0631}{0,0377}$				
			%	$\frac{2}{10\gamma U_H}$	$\frac{0,0287}{0,0171}$	$\frac{0,0166}{0,00992}$	$\frac{0,00956}{0,00571}$	—	—
	$\Sigma P l$	квт·м	в	$\frac{2}{\gamma U_H}$	$\frac{0,287}{0,171}$	$\frac{0,166}{0,0992}$	$\frac{0,0957}{0,0571}$	—	—
			%	$\frac{2}{10\gamma U_H^2}$	$\frac{0,130}{0,0777}$	$\frac{0,0437}{0,0261}$	$\frac{0,0145}{0,00865}$	—	—
Трехфазный переменный ток	$\Sigma I_a l$	а·м	в	$\frac{\sqrt{3}}{\gamma}$	$\frac{0,0545}{0,0326}$				
			%	$\frac{\sqrt{3}}{10\gamma U_H}$	$\frac{0,0248}{0,0148}$	$\frac{0,0143}{0,00858}$	$\frac{0,00826}{0,00494}$	—	—
	$\Sigma P l$	квт·м	в	$\frac{1}{\gamma U_H}$	$\frac{0,143}{0,0855}$	$\frac{0,083}{0,0496}$	$\frac{0,0478}{0,0286}$	—	—
			%	$\frac{1}{10\gamma U_H^2}$	$\frac{0,0653}{0,0389}$	$\frac{0,0219}{0,0131}$	$\frac{0,00725}{0,00433}$	—	—

Система тока	Сумма моментов нагрузок по участкам линий		Потеря напряжения ΔU	Значение коэффициента α_1	Числовое значение коэффициента α_1 для алюминиевых (числитель) и медных (знаменатель) проводов и кабелей при номинальном междуфазном напряжении, кВ						
	M_a	Единицы измерения			0,22	0,38	0,66	6	10		
Трехфазный переменный ток	$\Sigma P l$	квт·км	в	$\frac{1000}{\gamma U_H}$	$\frac{143,0}{85,5}$	$\frac{83,0}{49,6}$	$\frac{47,8}{28,6}$	$\frac{5,25}{3,14}$	$\frac{3,16}{1,89}$		
			%	$\frac{100}{\gamma U_H^2}$	$\frac{65,3}{38,9}$	$\frac{21,9}{13,1}$	$\frac{7,25}{4,33}$	$\frac{0,0875}{0,0523}$	$\frac{0,0316}{0,0189}$		
			Мвт·км	в	$\frac{10^6}{\gamma U_H}$	—	—	—	$\frac{5250}{3140}$	$\frac{3160}{1890}$	
				%	$\frac{10^5}{\gamma U_H^2}$	—	—	—	$\frac{87,5}{52,3}$	$\frac{31,6}{18,9}$	
		Ответвления от четырехпроводной линии трехфазного тока:	$\Sigma P l$	квт·м	а) однофазное	%	$\frac{6}{10\gamma U_H^2}$	$\frac{0,392}{0,233}$	$\frac{0,131}{0,0786}$	—	—
						б) двухфазное	%	$\frac{2,25}{10\gamma U_H^2}$	$\frac{0,147}{0,0875}$	$\frac{0,0493}{0,0295}$	—

Примечание. В приведенных формулах приняты следующие общие единицы измерения: удельная проводимость γ , м/ом·мм²; номинальное междуфазное напряжение U_H , кВ.

Индуктивное сопротивление трехфазной линии с проводами из цветных металлов при частоте переменного тока 50 гц определяется по формуле

$$x = 0,1145 \lg \frac{2D}{d} + 0,016, \text{ ом/км}, \quad (5-3)$$

где d — внешний диаметр провода, мм;

D — среднее геометрическое расстояние между проводами линии, вычисляемое по формуле

$$D = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}, \text{ мм}. \quad (5-4)$$

В (5-4) D_{12} , D_{23} и D_{31} — расстояния между проводами у каждой пары проводов трехфазной линии, мм.

Активные сопротивления 1 км провода или жилы кабеля приведены в табл. 5-1, индуктивные сопротивления 1 км линии — в табл. 5-2 и 5-4.

Для стальных проводов активное и внутреннее индуктивное сопротивление зависят от протекающего по проводу переменного тока и определяются в зависимости от тока по табл. 5-3. Внешние индуктивные сопротивления воздушных линий, выполненных стальными проводами, приведены в табл. 5-5. Общее индуктивное сопротивление воздушной линии, выполненной стальными проводами, определяется как сумма внешнего x' и внутреннего x'' индуктивных сопротивлений:

$$x = x' + x'', \text{ ом/км}. \quad (5-5)$$

Активное и индуктивное сопротивления токопровода, выполненного из алюминиевых или медных шин, даны в табл. 5-6. Активное сопротивление превышает омическое за счет поверхностного эффекта.

Для токопроводов серий ШРА и ШМА (изделия заводов Главэлектромонтажа) значения сопротивлений приведены в табл. 5-7.

5-2. РАСЧЕТ СЕТИ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ БЕЗ УЧЕТА ИНДУКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЛИНИИ

Без учета индуктивного сопротивления линии на потерю напряжения рассчитываются:

- 1) сети постоянного тока;
- 2) линии сети переменного тока, для которых коэффициент мощности равен 1 ($\cos \varphi = 1$);
- 3) сети, выполненные проводами внутри зданий или кабелями, если их сечения не превосходят указанных в табл. 5-8 значений.

При заданном сечении проводов линии потеря напряжения определяется по формуле

$$\Delta U = \alpha_1 \frac{M_a}{F}. \quad (5-6)$$

Сечение при заданной потере напряжения вычисляется по формуле

$$F = \alpha_1 \frac{M_a}{\Delta U}, \text{ мм}^2, \quad (5-7)$$

где F — сечение провода, мм²;

ΔU — потеря напряжения в линии, в или %;

M_a — сумма моментов нагрузки, т. е. сумма произведений активных нагрузок, передаваемых по участкам линии, на длины этих участков;

α_1 — коэффициент, зависящий от системы тока и принятых при вычислениях единиц измерения для входящих в формулу величин.

Значения и единицы измерения величин, входящих в (5-6) и (5-7), приведены в табл. 5-9.

Пример 5-1. На рис. 5-1 дана расчетная схема воздушной четырехпроводной сети 380/220 в. Длины участков сети указаны на схеме в километрах, нагрузки — в киловаттах, коэффициент мощности $\cos \varphi = 1$. Произвести расчет сети на потерю напряжения, если допустимая потеря напряжения $\Delta U = 4\%$. Материал проводов сети — алюминий.

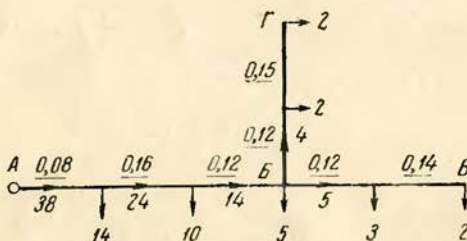


Рис. 5-1. Схема к примеру 5-1.

Решение. Расчет производим по формулам (5-6) и (5-7). Находим из табл. 5-9 значения коэффициента α_1 для нагрузок, выраженных в киловаттах, длин участков линии в километрах и потери напряжения в процентах. При этих условиях получим:

$$\alpha_1 = \frac{100}{\gamma U_n^2}.$$

В нашем случае номинальное междуфазное напряжение сети $U_n = 0,38$ кВ; удельная проводимость алюминия $\gamma = 31,7$ м/ом·мм², откуда числовое значение коэффициента

$$\alpha_1 = \frac{100}{31,7 \cdot 0,38^2} = 21,9 \text{ ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м} \cdot \text{кВ}^2.$$

Числовое значение коэффициента α_1 можно непосредственно получить из табл. 5-9.

Определяем значения M_a для основной магистрали и ответвлений:

$$M_{aAB} = 38 \cdot 0,08 + 24 \cdot 0,16 + 14 \cdot 0,12 = 8,56 \text{ квт} \cdot \text{км};$$

$$M_{aBB} = 5 \cdot 0,12 + 2 \cdot 0,14 = 0,88 \text{ квт} \cdot \text{км};$$

$$M_{aBG} = 4 \cdot 0,12 + 2 \cdot 0,15 = 0,78 \text{ квт} \cdot \text{км}.$$

Наибольшее значение M_a получается на участке AB :

$$M_{a,\text{макс}} = 8,56 + 0,88 = 9,44 \text{ квт} \cdot \text{км}.$$

Подставив числовые значения в (5-7), определим минимально допустимое сечение линии по условию потери напряжения:

$$F = \alpha_1 \frac{M_a}{\Delta U} = 21,9 \cdot \frac{9,44}{4} = 51,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение фазных проводов для магистрали AB равным:

$$F_{AB} = 70 \text{ мм}^2.$$

Сечение нулевого провода принимаем для магистрали равным половине фазного:

$$F_{0AB} = 35 \text{ мм}^2.$$

Находим потерю напряжения в магистрали AB по (5-6):

$$\Delta U_{AB} = \alpha_1 \frac{M_{aAB}}{F_{AB}} = 21,9 \cdot \frac{8,56}{70} = 2,68 \text{ \%}.$$

Потеря напряжения, допустимая для ответвлений BB и BG ,

$$\Delta U_B = 4 - 2,68 = 1,32 \text{ \%}.$$

Определяем сечение ответвления BB :

$$F_{BB} = 21,9 \cdot \frac{0,88}{1,32} = 14,6 \text{ мм}^2$$

и сечение ответвления BG :

$$F_{BG} = 21,9 \cdot \frac{0,78}{1,32} = 12,9 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности (см. табл. 1-11) принимаем сечения фазных и нулевого проводов для ответвлений BB и BG равными 16 мм^2 .

5-3. РАСЧЕТ СЕТИ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ С УЧЕТОМ ИНДУКТИВНОСТИ ЛИНИИ

Потери напряжения при заданном сечении проводов линии с учетом индуктивного сопротивления линии при различных коэффи.

циентах мощности нагрузок линии определяется по формуле

$$\Delta U = \alpha_2 (rM_a + xM_r); \quad (5-8)$$

при одинаковом коэффициенте мощности для всех нагрузок линии

$$\Delta U = \alpha_2 (r \cos \varphi + x \sin \varphi) M, \quad (5-9)$$

где ΔU — потеря напряжения в линии, в или %;

r и x — активное и индуктивное сопротивления линии, Ом/км;

M_a — сумма моментов активных нагрузок;

M_r — сумма моментов реактивных нагрузок;

M — сумма моментов полных нагрузок;

α_2 — коэффициент, зависящий от системы тока и принятых единиц измерения для входящих в формулы величин.

Таблица 5-10

Допустимые отклонения напряжения от номинального на зажимах электроприемников по ГОСТ 13109-67

Наименования электроприемников	Допустимые пределы отклонений напряжения на зажимах электроприемников от номинального, %
Электродвигатели	+10 и —5
Лампы рабочего освещения промышленных предприятий и общественных зданий, лампы прожекторных установок наружного освещения	+5 и —2,5
Остальные электроприемники	+5 и —5

Примечание. В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5%.

Значения α_2 и единицы измерения величин, входящих в (5-8) и (5-9), приведены в табл. 5-12.

Выбор сечения проводов линии по заданной величине потери напряжения с учетом индуктивности линии производится следующим

Таблица 5-11

Колебания напряжения, допустимые на зажимах ламп и радиоприборов по ГОСТ 13109-67

Число колебаний напряжения в час	Допустимые величины колебания напряжения от номинального, %
2	4
4	2,5
6	2
8	1,75
10	1,6
15	1,4
20	1,3
30	1,2
50	1,12
100	1,06
>100	1,0

образом. Определяется значение расчетной величины потери напряжения по формуле

$$\Delta U_a = \Delta U - \alpha_2 x_{\text{ср}} M_r, \quad (5-10)$$

где ΔU — допустимая потеря напряжения в линии, в или %;

M_r — максимальное значение суммы моментов реактивных нагрузок для рассчитываемой линии;

$x_{\text{ср}}$ — среднее индуктивное сопротивление линии, ом/км.

Значения средних индуктивных сопротивлений линии даны в табл. 5-13.

В дальнейшем расчет производится по (5-6) и (5-7).

По окончании расчета величина потери напряжения в линии уточняется по (5-8) или (5-9).

Пример 5-2. На рис. 5-2 дана расчетная схема воздушной трехфазной линии 6 кв. Активные нагрузки в мегаваттах на схеме указаны в числителях дробей, реактивные нагрузки в мегаварах — в знаменателях их, длины линий — в километрах. Коэффициент мощности для всех нагрузок сети одинаков и равен 0,85. Произвести расчет линии на потерю напряжения с учетом индуктивности проводов. Материал проводов — алюминий. Среднее расстояние между проводами $D_{\text{ср}} = 1250$ мм. Допустимая потеря напряжения $\Delta U = 6,5\%$.

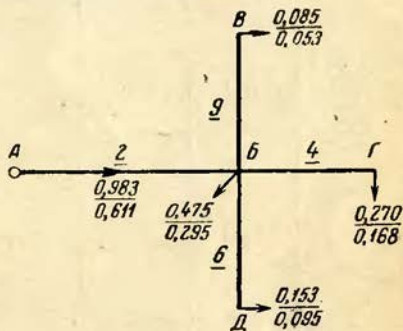


Рис. 5-2. Схема к примеру 5-2.

Решение. Определяем моменты активных и реактивных нагрузок участков линии:

Обозначения участка линии	M_a , Мвт-км	M_r , Мвар-км
АБ	$0,983 \cdot 2 = 1,97$	$0,611 \cdot 2 = 1,222$
БВ	$0,085 \cdot 9 = 0,765$	$0,053 \cdot 9 = 0,477$
БГ	$0,27 \cdot 4 = 1,08$	$0,168 \cdot 4 = 0,672$
БД	$0,153 \cdot 6 = 0,92$	$0,095 \cdot 6 = 0,57$

Из табл. 5-12

$$\alpha_2 = 2,78 \text{ 1/кв}^2.$$

Из табл. 5-13

$$x_{\text{ср}} = 0,4 \text{ ом/км.}$$

Максимальная величина M_r (для участка линии АБГ)

$$M_{r_{\text{АБГ}}} = 1,222 + 0,672 = 1,894 \text{ Мвар-км.}$$

Определяем расчетную величину потери напряжения по (5-10):

$$\Delta U_a = 6,5 - 2,78 \cdot 0,4 \cdot 1,894 = 4,4\%.$$

Значения и единицы измерения величин,

Системы тока	Сумма моментов нагрузок по участкам линий					
	активных		реактивных		полных	
	M_a	единица измерения	M_r	единица измерения	M	единица измерения
Однофазный переменный ток	$\Sigma I_a l$	<i>а·км</i>	$\Sigma I_r l$	<i>а·км</i>	$\Sigma I l$	<i>а·км</i>
	$\Sigma P l$	<i>квт·км</i>	$\Sigma Q l$	<i>квар·км</i>	$\Sigma S l$	<i>кВА·км</i>
Трёхфазный переменный ток	$\Sigma I_a l$	<i>а·км</i>	$\Sigma I_r l$	<i>а·км</i>	$\Sigma I l$	<i>а·км</i>
	$\Sigma P l$	<i>квт·км</i>	$\Sigma Q l$	<i>квар·км</i>	$\Sigma S l$	<i>кВА·км</i>
	$\Sigma P l$	<i>Мвт·км</i>	$\Sigma Q l$	<i>Мвар·км</i>	$\Sigma S l$	<i>МВА·км</i>

Примечание. Номинальное междуфазное напряжение U_n принято в кило

Определяем сечение провода по (5-7).
Значение коэффициента α_1 по табл. 5-9

$$\alpha_1 = 87,5 \text{ ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м} \cdot \text{кв}^2.$$

Максимальная величина M_a (для участка линии АБГ)

$$M_a = 1,97 + 1,08 = 3,05 \text{ Мвт} \cdot \text{км}.$$

входящих в формулы (5-8) и (5-9)

Потери напря- жения	Значение коэффициента α_2	Числовое значение коэффициента α_2 при номинальном междуфазном напряжении, кВ				
		0,22	0,38	0,65	6	10
<i>v</i>	2	2				
%	$\frac{2}{10U_H}$	0,909	0,526	0,303	0,0333	0,02
<i>v</i>	$\frac{2}{U_H}$	9,09	5,26	3,03	0,333	0,2
%	$\frac{2}{10U_H^2}$	4,13	1,38	0,459	0,00555	0,002
<i>v</i>	$\sqrt{3}$	1,73				
%	$\frac{\sqrt{3}}{10U_H}$	0,787	0,455	0,263	0,0289	0,0173
<i>v</i>	$\frac{1}{U_H}$	4,55	2,63	1,52	0,167	0,1
%	$\frac{1}{10U_H^2}$	2,07	0,69	0,23	0,00278	0,001
<i>v</i>	$\frac{1000}{U_H}$	—	—	—	167	100
%	$\frac{100}{U_H^2}$	—	—	—	2,78	1

вольтях.

Минимальное сечение линии

$$F = 87,5 \cdot \frac{3,05}{4,4} = 60,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение магистрали АБ равным 70 мм².

Определяем потерю напряжения на участке АБ по (5-6):

$$\Delta U_{\text{АБ}} = 87,5 \cdot \frac{1,97}{70} = 2,46 \%$$

Потеря напряжения, допустимая для ответвлений от точки *Б* линии

$$\Delta U_{aB} = 4,4 - 2,46 = 1,94 \%$$

Определяем сечения проводов ответвлений:

$$F_{БВ} = 87,5 \cdot \frac{0,765}{1,94} = 34,5 \text{ мм}^2 \text{ (принимаем провод А35);}$$

$$F_{БГ} = 87,5 \cdot \frac{1,08}{1,94} = 48,3 \text{ мм}^2 \text{ (принимаем провод А50);}$$

$$F_{БД} = 87,5 \cdot \frac{0,82}{1,94} = 41,5 \text{ мм}^2 \text{ (принимаем провод А50).}$$

Находим значения активных и индуктивных сопротивлений из табл. 5-1 и 5-2 и уточняем значения потерь напряжения до точек *В*, *Г* и *Д* линии по (5-8):

$$\begin{aligned} \Delta U_{ЛБВ} &= 2,78 [(0,46 \cdot 1,97 + 0,359 \cdot 1,222) + \\ &+ (0,92 \cdot 0,765 + 0,38 \cdot 0,477)] = 6,20 \%; \\ \Delta U_{ЛБГ} &= 6,36 \% \text{ и } \Delta U_{ЛБД} = 5,96 \%. \end{aligned}$$

Проверочный расчет показывает, что все принятые сечения удовлетворяют условию задачи.

Таблица 5-13

Характеристика сети	Средние значения индуктивных сопротивлений, Ом/км
Кабель до 1 кв	0,06
Кабель 6—10 кв	0,08
Изолированные провода на роликах	0,2
Изолированные провода на изоляторах	0,25
Воздушные линии до 1 кв	0,3
Воздушные линии 6—10 кв	0,4

5.4. РАСЧЕТ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ ЛИНИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА, ВЫПОЛНЕННОЙ СТАЛЬНЫМИ ПРОВОДАМИ

Определение потери напряжения в линии, выполненной стальными проводами, производится по формулам:
трехфазная линия

$$\Delta U = \sqrt{3} [r \cos \varphi + (x' + x'') \sin \varphi] I l; \quad (5-11)$$

однофазная линия

$$\Delta U = 2[r \cos \varphi + (x' + x'') \sin \varphi] I l, \quad (5-12)$$

где r — активное сопротивление стального провода, определяемое в зависимости от тока линии по табл. 5-3, *ом/км*;

x' — внешнее индуктивное сопротивление линии, определяемое в зависимости от расстояния между проводами по табл. 5-5, *ом/км*;

x'' — внутреннее индуктивное сопротивление стального провода, определяемое в зависимости от тока линии по табл. 5-3, *ом/км*;

$\cos \varphi$ — коэффициент мощности нагрузки линии;

I — нагрузка линии, *а*;

l — длина линии, *км*.

При определении сечения линии по потере напряжения задаются сечением стального провода и проверяют принятое сечение на потерю напряжения по (5-11) или (5-12).

Пример 5-3. Воздушная трехфазная линия на напряжение 6 *кв* длиной 2,5 *км* выполняется стальными проводами. Нагрузка линии $I = 15$ *а* при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,8$. Среднее расстояние между проводами линии 1000 *мм*. Допустимая потеря напряжения $\Delta U = 6,5\%$. Определить сечение проводов.

Решение. Проверяем возможность выполнения линии стальными одножильными проводами марки ПСО-5.

Из табл. 5-3. находим для тока линии 15 *а* значения активного и внутреннего индуктивного сопротивлений провода марки ПСО-5:

$$r = 13,6 \text{ ом/км}; \quad x'' = 11,4 \text{ ом/км},$$

a из табл. 5-5 — величину внешнего индуктивного сопротивления при $D = 1000$ *мм*:

$$x' = 0,375 \text{ ом/км}.$$

По условиям задачи

$$I = 15 \text{ а}; \quad l = 2,5 \text{ км}; \quad \cos \varphi = 0,8; \quad \sin \varphi = 0,6.$$

По (5-11) определяем потерю напряжения в линии при выполнении ее проводами марки ПСО-5:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} [13,6 \cdot 0,8 + (0,375 + 11,4) \cdot 0,6] \cdot 15 \cdot 2,5 = \\ &= 1160 \text{ в, или } \frac{1160}{6000} \cdot 100 = 19,4\%, \text{ что недопустимо.} \end{aligned}$$

Проверяем аналогично возможность выполнения линии стальными многопроволочными проводами марки ПС-25. Для этих проводов потеря напряжения в линии составляет:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} [5,97 \cdot 0,8 + (0,368 + 1,33) \cdot 0,6] \cdot 15 \cdot 2,5 = \\ &= 378 \text{ в, или } \frac{378 \cdot 100}{6000} = 6,3\%, \end{aligned}$$

что удовлетворяет поставленному условию.

5-5. РАСЧЕТ СЕТИ ПРИ ПОМОЩИ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ТАБЛИЦ УДЕЛЬНЫХ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ

В табл. 5-14—5-28 приведены удельные потери напряжения для электропроводок, воздушных и кабельных линий и токопроводов в зависимости от величины коэффициента мощности. Для проводов и кабелей из цветного металла эти потери выражены в процентах на 1 *квт·м*, *квт·км* или *Мвт·км* в зависимости от напряжения линии.

Для линий, выполненных стальными проводами, удельные потери напряжения указаны в вольтах на 1 км линии.

Потеря напряжения в линии при заданном сечении проводов и кабелей из цветных металлов определяется по формуле

$$\Delta U = \Delta U_{\text{тб}} M_a, \quad (5-13)$$

где M_a — сумма произведений активных нагрузок на длины участков линии (*квт·м*, *квт·км*, *Мвт·км*);

$\Delta U_{\text{тб}}$ — табличное значение удельной величины потери напряжения в процентах на 1 *квт·м*, *квт·км* или *Мвт·км*.

Определение сечения проводов по заданной величине потери напряжения производится следующим образом. Определяется расчетное значение $\Delta U_{\text{тб}}$ по формуле

$$\Delta U_{\text{тб}} \leq \frac{\Delta U}{M_a} \quad (5-14)$$

и по соответствующей таблице подбирается сечение провода с ближайшим меньшим значением удельной потери напряжения.

Потеря напряжения в линии для стальных проводов определяется по формуле

$$\Delta U = \Delta U_{\text{тб}} l, \quad (5-15)$$

где l — длина линии, км;

$\Delta U_{\text{тб}}$ — табличное значение удельной потери напряжения, в/км.

Расчетное значение удельной потери напряжения при определении сечения проводов по заданной допустимой величине потери напряжения вычисляется по формуле

$$\Delta U_{\text{тб}} \leq \frac{\Delta U}{l}. \quad (5-16)$$

Удельные значения потерь напряжения для токопроводов со стальными шинами в процентах на 1 *а·км* даны в табл. 5-27. Для промежуточных значений тока линии величина потери напряжения определяется интерполяцией по формуле

$$\Delta U_{\text{тб}} = \Delta U'_{\text{тб}} - (\Delta U'_{\text{тб}} - \Delta U''_{\text{тб}}) \frac{I - I'}{I'' - I'}, \quad (5-17)$$

где $\Delta U'_{\text{тб}}$ — табличное значение потери напряжения для наименьшего тока I' , %/а·км;

$\Delta U''_{\text{тб}}$ — то же для наибольшего тока I'' , %/а·км;

$\Delta U_{\text{тб}}$ — потеря напряжения для промежуточного тока I , %/а·км.

Пример 5-4. Произвести расчет линии по примерам 5-1—5-3 при помощи таблиц удельных потерь напряжения.

Решение. 1. Из примера 5-1 наибольшее значение $M_a = 9,44$ квт·км. Допустимая потеря напряжения $\Delta U = 4\%$.

Находим расчетное значение удельной потери напряжения по (5-14):

$$\Delta U_{тб} \leq \frac{4}{9,44} = 0,425 \% / \text{квт} \cdot \text{км}.$$

Из табл. 5-17 для воздушной линии 380/220 в при $\cos \varphi = 1$ находим сечение алюминиевого провода 70 мм^2 , для которого $\Delta U_{тб} = 0,319 \% / \text{квт} \cdot \text{км}$.

Определяем потерю напряжения в магистрали АБ по (5-13):

$$\Delta U_{АБ} = 0,319 \cdot 8,56 = 2,73 \%.$$

Расчетные значения удельной потери напряжения для ответвления ВВ

$$\Delta U_{тб} \leq \frac{4 - 2,73}{0,88} = 1,44 \% / \text{квт} \cdot \text{км};$$

для ответвления ВГ

$$\Delta U_{тб} \leq \frac{4 - 2,73}{0,78} = 1,63 \% / \text{квт} \cdot \text{км}.$$

В обоих случаях по табл. 5-17 принимаем провод сечением 16 мм^2 .

2. Из примера 5-2 $M_a = 3,05$ Мвт·км; $\Delta U = 6,5\%$.

По (5-14) получаем:

$$\Delta U_{тб} \leq \frac{6,5}{3,05} = 2,13 \% / \text{Мвт} \cdot \text{км}.$$

По табл. 5-22 для алюминиевого провода при $\cos \varphi = 0,85$ находим сечение 70 мм^2 , для которого $\Delta U_{тб} = 1,9 \% / \text{Мвт} \cdot \text{км}$.

Потеря напряжения в магистрали по (5-13)

$$\Delta U_{АБ} = 1,9 \cdot 1,97 = 3,75 \%.$$

Потеря напряжения, допустимая для ответвлений от магистрали в точке В, равна:

$$\Delta U_{В} = 6,5 - 3,75 = 2,75 \%.$$

Расчетные значения удельных потерь напряжения для ответвления ВВ

$$\Delta U_{тб} = \frac{2,75}{0,765} = 3,60 \% / \text{Мвт} \cdot \text{км} \text{ (провод А35);}$$

для ответвления ВГ

$$\Delta U_{тб} = \frac{2,75}{1,08} = 2,54 \% / \text{Мвт} \cdot \text{км} \text{ (провод А50);}$$

для ответвления $БД$

$$\Delta U_{тб} = \frac{2,75}{0,92} = 3,0 \text{ \%}/\text{Мвт} \cdot \text{км} \text{ (провод А50)}.$$

3. Допустимая потеря напряжения по условию примера

$$\Delta U = 6,5 \cdot \frac{6\,000}{100} = 390 \text{ в}.$$

Длина линии $l = 2,5 \text{ км}$.

Расчетное значение удельной потери напряжения по (5-16)

$$\Delta U_{тб} \leq \frac{390}{2,5} = 156 \text{ в/км}.$$

По табл. 5-20Б для тока линии $I = 15 \text{ а}$ подбираем сечение провода марки ПС-25, для которого $\Delta U_{тб} = 151 \text{ в/км}$.

Пример 5-5. От трансформаторного пункта промышленного предприятия получает питание магистральный токопровод $АВВ$ типа ШМА 59-1, к которому присоединены распределительные токопроводы $БГ$, $ВД$ и $ВЕ$ типа ШРА 60-6 (рис. 5-3). Длины участков токопроводов и нагрузки распределительных токопроводов указаны на

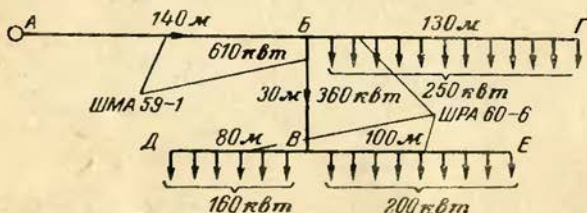


Рис. 5-3. Схема токопроводов к примеру 5-5.

рис. 5-3. Нагрузки распределены равномерно вдоль токопроводов. Номинальное напряжение сети 380 в, коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi = 0,7$.

Определить потерю напряжения в токопроводах до наиболее удаленных точек $Г$, $Д$, $Е$.

Решение. Определяем моменты активных нагрузок на отдельных участках токопровода.

Магистральный токопровод:

участок $АВ$ $610 \cdot 0,14 = 85,5 \text{ кВт} \cdot \text{км}$;

участок $ВБ$ $360 \cdot 0,03 = 10,8 \text{ кВт} \cdot \text{км}$.

Распределительные токопроводы:

участок $БГ$ $250 \cdot 0,065 = 16,2 \text{ кВт} \cdot \text{км}$;

участок $ВЕ$ $200 \cdot 0,05 = 10 \text{ кВт} \cdot \text{км}$.

участок $ВД$ $160 \cdot 0,04 = 6,4 \text{ кВт} \cdot \text{км}$.

(При определении моментов в распределительном токопроводе равномерно распределенную нагрузку считаем сосредоточенной в середине токопровода.)

Из табл. 5-28 для $\cos \varphi = 0,7$ определяем значения удельных потерь напряжения: для магистрального токопровода типа ШМА 59-1 $\Delta U_{тб} = 0,0308 \text{ \%}/\text{квт} \cdot \text{км}$ и для распределительного токопровода типа ШРА 60-6 $\Delta U_{тб} = 0,133 \text{ \%}/\text{квт} \cdot \text{км}$.

Пользуясь (5-13), определяем потерю напряжения до конца Г распределительного токопровода БГ:

$$\Delta U_{AG} = 0,0308 \cdot 85,5 + 0,133 \cdot 16,2 = 4,8 \text{ \%}$$

Аналогично определяем потери напряжения до точек Д и Е:

$$\Delta U_{AD} = 3,82 \text{ \%}; \quad \Delta U_{AE} = 4,3 \text{ \%}$$

Таблица 5-14

Потеря напряжения в двухпроводной линии постоянного тока или двухпроводной линии переменного тока при $\cos \varphi = 1$

Материал провода или жилы кабеля	Номинальное сечение, мм ²	При номинальном напряжении, в						
		220	127	110	48	36	24	12
		% / квт·км			% / квт·м			
Медь	1	77,7	233,0	311,0	1,63	2,90	6,52	26,1
	1,5	51,7	155,0	206,0	1,08	1,93	4,32	17,3
	2,5	31,1	93,3	125,0	0,653	1,16	2,61	10,4
	4	19,2	57,9	76,8	0,403	0,717	1,61	6,44
	6	12,7	38,1	50,6	0,265	0,472	1,06	4,24
	10	7,61	22,8	30,4	0,160	0,284	0,640	2,56
	16	4,96	14,9	19,8	0,104	0,185	0,416	1,66
	25	3,06	9,18	12,2	0,0642	0,114	0,257	1,03
	35	2,23	6,69	8,93	0,0468	0,0833	0,187	0,749
	50	1,61	4,83	6,45	0,0338	0,0602	0,135	0,541
	70	1,16	3,48	4,63	0,0243	0,0432	0,0972	0,389
95	0,827	2,48	3,31	0,0173	0,0309	0,0692	0,277	
Алю- миний	2,5	52,8	158,0	213,0	1,11	1,97	4,44	17,8
	4	33,1	99,3	132,0	0,693	1,23	2,77	11,1
	6	22,0	66,0	88,0	0,462	0,823	1,86	7,44
	10	13,2	39,6	52,8	0,277	0,494	1,11	4,43
	16	8,18	24,5	32,7	0,172	0,306	0,688	2,75
	25	5,29	15,9	21,2	0,111	0,198	0,444	1,78
	35	3,80	11,4	15,2	0,0798	0,142	0,319	1,28
	50	2,64	7,92	10,6	0,0555	0,0987	0,222	0,888
	70	1,90	5,70	7,60	0,0400	0,0710	0,160	0,640
	95	1,45	4,35	5,62	0,0236	0,0416	0,0944	0,378
	120	1,15	3,45	4,46	—	—	—	—

Потеря напряжения в трехфазной линии 380 в, выполненной изолированными проводами
на роликах и изоляторах, %/квт·км

Материал провода	Сечение провода, мм ²	При коэффициенте мощности											
		0,7	0,75	0,80	0,85	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00	
Медь	1	13,2	13,2	13,2	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,0
	1,5	8,85	8,83	8,81	8,80	8,77	8,76	8,75	8,74	8,73	8,72	8,72	8,65
	2,5	5,39	5,37	5,35	5,33	5,32	5,31	5,31	5,30	5,28	5,27	5,27	5,21
	4	3,39	3,37	3,36	3,34	3,33	3,32	3,31	3,30	3,29	3,28	3,28	3,22
	6	2,29	2,27	2,25	2,23	2,22	2,21	2,21	2,20	2,19	2,18	2,18	2,12
	10	1,43	1,41	1,40	1,38	1,37	1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,33	1,28
	16	0,993	0,965	0,958	0,941	0,931	0,924	0,916	0,908	0,899	0,887	0,887	0,831
	25	0,664	0,647	0,631	0,616	0,606	0,600	0,593	0,585	0,577	0,566	0,566	0,512
	35	0,527	0,510	0,494	0,478	0,469	0,462	0,455	0,448	0,439	0,428	0,428	0,374
	50	0,415	0,403	0,388	0,373	0,364	0,358	0,351	0,344	0,336	0,326	0,326	0,270
	70	0,365	0,346	0,328	0,310	0,299	0,292	0,284	0,275	0,266	0,254	0,254	0,196
	95	0,301	0,283	0,265	0,249	0,238	0,231	0,223	0,215	0,206	0,194	0,194	0,138
	120	0,267	0,249	0,233	0,216	0,207	0,199	0,192	0,184	0,175	0,164	0,164	0,109
Алюми- ний	2,5	9,03	9,02	9,00	8,98	8,97	8,96	8,95	8,95	8,93	8,92	8,92	8,85
	4	5,71	5,69	5,67	5,65	5,64	5,63	5,62	5,61	5,60	5,59	5,59	5,54
	6	3,86	3,84	3,82	3,80	3,79	3,78	3,78	3,77	3,76	3,75	3,75	3,69
	10	2,37	2,35	2,34	2,32	2,31	2,31	2,30	2,29	2,28	2,27	2,27	2,22
	16	1,53	1,51	1,50	1,48	1,47	1,46	1,46	1,45	1,44	1,43	1,43	1,37
	25	1,04	1,02	1,01	0,990	0,980	0,974	0,967	0,959	0,951	0,940	0,940	0,886
	35	0,790	0,773	0,757	0,741	0,732	0,725	0,718	0,711	0,702	0,691	0,691	0,637
	50	0,588	0,573	0,558	0,543	0,534	0,528	0,521	0,514	0,506	0,496	0,496	0,443
	70	0,488	0,469	0,451	0,433	0,422	0,415	0,407	0,398	0,389	0,377	0,377	0,319
	95	0,398	0,380	0,362	0,346	0,335	0,328	0,320	0,312	0,303	0,291	0,291	0,235
	120	0,345	0,317	0,301	0,294	0,285	0,277	0,270	0,262	0,253	0,242	0,242	0,187
	150	0,298	0,281	0,265	0,249	0,240	0,233	0,226	0,219	0,210	0,199	0,199	0,145

Потеря напряжения в трехфазной кабельной линии 380 в, %/квт·км

Материал жилы	Номинальное сечение, мм ²	При коэффициенте мощности						
		0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00
Медь	1	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
	1,5	8,72	8,71	8,70	8,69	8,68	8,67	8,65
	2,5	5,28	5,27	5,26	5,25	5,24	5,23	5,21
	4	3,29	3,28	3,27	3,26	3,25	3,24	3,22
	6	2,18	2,17	2,16	2,16	2,15	2,14	2,12
	10	1,33	1,32	1,32	1,31	1,30	1,30	1,26
	16	0,879	0,872	0,866	0,860	0,853	0,846	0,831
	25	0,559	0,552	0,546	0,540	0,534	0,527	0,512
	35	0,419	0,413	0,407	0,401	0,395	0,389	0,374
	50	0,314	0,308	0,302	0,297	0,291	0,284	0,270
	70	0,240	0,233	0,228	0,222	0,216	0,210	0,196
	95	0,181	0,175	0,169	0,164	0,158	0,152	0,138
	120	0,152	0,146	0,140	0,135	0,129	0,123	0,109
	150	0,127	0,122	0,116	0,111	0,105	0,099	0,085
	185	0,113	0,108	0,102	0,097	0,091	0,085	0,071
	240	0,100	0,090	0,085	0,079	0,074	0,067	0,054
	Алюминий	2,5	8,92	8,91	8,90	8,89	8,88	8,87
4		5,61	5,60	5,59	5,58	5,57	5,56	5,54
6		3,75	3,74	3,73	3,73	3,72	3,71	3,69
10		2,27	2,26	2,26	2,25	2,24	2,24	2,22
16		1,42	1,42	1,41	1,40	1,39	1,39	1,37
25		0,933	0,926	0,920	0,914	0,908	0,901	0,886
35		0,682	0,676	0,670	0,664	0,658	0,652	0,637
50		0,487	0,481	0,475	0,470	0,464	0,457	0,443
70		0,363	0,356	0,351	0,345	0,339	0,333	0,319
95		0,277	0,272	0,266	0,261	0,255	0,249	0,235
120		0,230	0,224	0,218	0,213	0,207	0,201	0,187
150		0,187	0,182	0,176	0,170	0,165	0,159	0,145
185		0,160	0,155	0,149	0,143	0,138	0,132	0,118
240		0,133	0,128	0,122	0,117	0,111	0,104	0,092

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии 380 в, %/квт·км

Материал провода	Номи- нальное сечение, мм ²	При коэффициенте мощности										
		0,70	0,75	0,80	0,85	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
Медь	4	3,51	3,47	3,43	3,40	3,37	3,36	3,34	3,33	3,30	3,28	3,22
	6	2,40	2,36	2,33	2,29	2,27	2,25	2,24	2,22	2,20	2,18	2,12
	10	1,55	1,51	1,48	1,44	1,42	1,41	1,39	1,38	1,36	1,33	1,28
	16	1,08	1,05	1,02	0,985	0,965	0,951	0,937	0,921	0,904	0,893	0,831
	25	0,756	0,723	0,692	0,660	0,641	0,628	0,614	0,599	0,582	0,572	0,512
	35	0,610	0,578	0,547	0,517	0,498	0,486	0,472	0,458	0,441	0,432	0,374
	50	0,498	0,467	0,438	0,409	0,390	0,378	0,365	0,351	0,335	0,326	0,270
	70	0,414	0,384	0,356	0,328	0,310	0,298	0,286	0,272	0,257	0,248	0,196
Алюми- ний	16	1,62	1,59	1,55	1,52	1,50	1,49	1,47	1,46	1,44	1,42	1,37
	25	1,13	1,10	1,07	1,03	1,02	1,00	0,988	0,973	0,956	0,935	0,886
	35	0,873	0,841	0,811	0,781	0,762	0,749	0,736	0,721	0,705	0,684	0,637
	50	0,671	0,641	0,611	0,582	0,564	0,552	0,539	0,524	0,509	0,489	0,443
	70	0,539	0,509	0,481	0,453	0,435	0,423	0,411	0,397	0,382	0,362	0,319
	95	0,450	0,421	0,393	0,366	0,349	0,337	0,325	0,312	0,297	0,278	0,235
	120	0,395	0,367	0,340	0,314	0,297	0,286	0,274	0,261	0,247	0,228	0,187

Потеря напряжения в трехфазной кабельной линии 660 в, %/квт·км

Материал жилы	Номиналь- ное сече- ние, мм ²	При коэффициенте мощности						
		0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00
Медь	1	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33
	1,5	2,91	2,90	2,90	2,90	2,89	2,89	2,88
	2,5	1,76	1,76	1,75	1,75	1,75	1,74	1,74
	4	1,10	1,10	1,09	1,09	1,08	1,08	1,07
	6	0,73	0,72	0,72	0,72	0,72	0,71	0,71
	10	0,444	0,440	0,440	0,437	0,433	0,431	0,428
	16	0,293	0,291	0,289	0,287	0,284	0,282	0,280
	25	0,186	0,184	0,182	0,180	0,181	0,176	0,171
	35	0,140	0,138	0,136	0,134	0,132	0,130	0,125
	50	0,105	0,103	0,101	0,099	0,097	0,095	0,090
	70	0,080	0,078	0,076	0,074	0,072	0,070	0,065
	95	0,060	0,058	0,056	0,054	0,052	0,050	0,046
	120	0,051	0,049	0,047	0,045	0,043	0,041	0,036
	150	0,042	0,041	0,039	0,037	0,035	0,033	0,028
	185	0,038	0,036	0,034	0,032	0,030	0,028	0,024
	240	0,033	0,030	0,028	0,026	0,024	0,022	0,018
	Алюминий	2,5	2,97	2,97	2,97	2,96	2,96	2,96
4		1,87	1,87	1,87	1,86	1,86	1,85	1,85
6		1,25	1,25	1,24	1,24	1,24	1,24	1,23
10		0,76	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,74
16		0,47	0,47	0,47	0,47	0,46	0,46	0,46
25		0,311	0,309	0,307	0,305	0,303	0,300	0,295
35		0,227	0,225	0,223	0,221	0,219	0,217	0,212
50		0,162	0,16	0,158	0,157	0,155	0,152	0,148
70		0,121	0,119	0,117	0,115	0,113	0,111	0,106
95		0,092	0,091	0,089	0,087	0,085	0,083	0,078
120		0,077	0,075	0,073	0,071	0,069	0,067	0,062
150		0,062	0,061	0,059	0,057	0,055	0,053	0,048
185		0,053	0,051	0,049	0,048	0,046	0,044	0,039
240	0,044	0,043	0,041	0,039	0,037	0,035	0,030	

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии 660 в, %/квт·км

Материал провода	Номи- нальное сечение, мм ²	При коэффициенте мощности										
		0,70	0,75	0,80	0,85	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
Медь	4	1,17	1,16	1,14	1,13	1,12	1,12	1,11	1,11	1,10	1,09	1,07
	6	0,80	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	0,75	0,74	0,73	0,73	0,71
	10	0,52	0,50	0,49	0,48	0,47	0,47	0,46	0,46	0,45	0,44	0,42
	16	0,360	0,350	0,340	0,328	0,322	0,327	0,312	0,307	0,301	0,298	0,277
	25	0,252	0,241	0,231	0,220	0,214	0,209	0,205	0,200	0,194	0,191	0,171
	35	0,207	0,192	0,182	0,172	0,166	0,165	0,157	0,153	0,147	0,144	0,125
	50	0,166	0,157	0,146	0,136	0,130	0,129	0,122	0,117	0,112	0,109	0,090
	70	0,138	0,128	0,119	0,109	0,103	0,099	0,095	0,091	0,086	0,083	0,065
Алюми- ний	16	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,50	0,49	0,49	0,49	0,48	0,46
	25	0,377	0,370	0,357	0,343	0,340	0,333	0,329	0,324	0,319	0,312	0,295
	35	0,291	0,280	0,270	0,260	0,254	0,250	0,245	0,240	0,235	0,228	0,212
	50	0,227	0,217	0,204	0,194	0,188	0,184	0,180	0,175	0,170	0,163	0,148
	70	0,180	0,170	0,160	0,151	0,145	0,141	0,137	0,132	0,127	0,121	0,106
	95	0,150	0,140	0,131	0,122	0,116	0,112	0,108	0,104	0,099	0,092	0,078
	120	0,132	0,122	0,113	0,105	0,099	0,095	0,091	0,087	0,082	0,076	0,062

Таблица 5-20А

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии, выполненной стальными проводами, в/к.м

Ток линии, а	При коэффициенте мощности											
	0,7						0,75					
	ПСО-3,5 (Ж-3,5)	ПСО-4 (Ж-4)	ПСО-5 (Ж-5)	ПС-25 ПМС-25	ПС-35 ПМС-35	ПС-50 ПМС-50	ПСО-3,5 (Ж-3,5)	ПСО-4 (Ж-4)	ПСО-5 (Ж-5)	ПС-25 ПМС-25	ПС-35 ПМС-35	ПС-50 ПМС-50
0,5	9,9	7,6	—	—	—	—	10,5	8,1	—	—	—	—
1	21,7	16,7	—	7,48	5,15	4,04	22,8	17,6	—	7,92	5,57	4,2
1,5	37,0	28,4	18,7	11,2	7,73	6,06	38,6	29,5	19,7	11,8	8,55	6,43
2	56,0	42,0	30,0	15,0	10,4	8,10	57,5	33,4	30,8	15,9	11,4	8,59
3	101	79,5	60,6	22,7	16,0	12,2	102	80,7	60,4	23,9	16,9	12,9
4	151	119	94,5	30,4	21,4	16,2	153	121	95,2	32,4	22,6	17,2
5	212	168	137	38,4	27,1	20,4	213	169	138	40,4	28,5	21,6
6	280	216	186	46,6	32,7	24,5	282	217	197	49,0	34,6	25,9
7	329	264	236	54,8	38,5	28,6	330	267	242	57,5	40,6	30,3
8	380	319	285	63,5	44,5	32,8	379	321	283	66,8	47,0	34,8
9	430	360	316	72,8	50,7	37,2	432	364	310	77,7	53,4	39,4
10	482	400	335	82,7	57,2	41,5	485	403	337	86,6	60,2	44,0
15	714	568	467	140	93,5	63,8	718	573	469	146	98,1	67,3
20	—	—	576	212	141	87,8	—	—	580	223	147	92,6
25	—	—	—	282	198	115	—	—	—	292	208	121
30	—	—	—	346	260	147	—	—	—	360	271	155
35	—	—	—	406	314	182	—	—	—	422	326	192
40	—	—	—	465	360	221	—	—	—	479	373	232
45	—	—	—	513	404	261	—	—	—	533	418	273
50	—	—	—	565	446	301	—	—	—	586	462	315
60	—	—	—	665	525	374	—	—	—	686	544	390
70	—	—	—	757	596	444	—	—	—	784	618	462

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии, выполненной стальными проводами, в/км

Ток линии, а	При коэффициенте мощности											
	0,8						0,85					
	ПСО-3,5 (Ж-3,5)	ПСО-4 (Ж-4)	ПСО-5 (Ж-5)	ПС-25 ПМС-25	ПС-35 ПМС-35	ПС-50 ПМС-50	ПСО-3,5 (Ж-3,5)	ПСО-4 (Ж-4)	ПСО-5 (Ж-5)	ПС-25 ПМС-25	ПС-35 ПМС-35	ПС-50 ПМС-50
0,5	11,0	8,55	—	—	—	—	11,6	8,95	—	—	—	—
1	23,9	18,4	—	8,23	5,78	4,4	24,8	19,1	—	8,56	6,00	4,56
1,5	40,0	30,6	20,3	12,3	8,68	6,61	41,0	31,5	20,8	12,9	8,98	6,83
2	58,8	44,6	31,3	16,5	11,6	8,84	59,8	45,5	31,8	17,2	12,1	9,19
3	103	81,6	60,8	24,9	17,5	13,2	104	81,7	60,4	25,8	18,1	13,7
4	154	121	95,2	33,4	23,5	17,7	154	121	94,4	34,7	24,3	18,4
5	214	169	138	42,1	29,5	22,1	214	168	137	43,7	30,6	22,9
6	282	217	187	51	35,6	26,6	279	216	184	52,9	36,9	27,5
7	331	267	237	60	42	31,1	329	265	236	62,1	43,5	32,3
8	383	321	285	69,5	48,5	35,8	380	318	281	71,8	50,1	36,9
9	435	363	316	80,4	55,1	40,5	430	360	311	81,9	56,8	41,8
10	486	404	335	89,7	62	45,2	482	400	331	92,6	64	46,6
15	712	574	467	151	101	69	683	554	449	155	102	70,4
20	—	—	579	227	151	94,8	—	—	571	233	154	97,5
25	—	—	—	311	213	124	—	—	—	308	217	127
30	—	—	—	369	275	158	—	—	—	378	282	162
35	—	—	—	432	332	194	—	—	—	443	340	200
40	—	—	—	492	381	236	—	—	—	503	389	242
45	—	—	—	544	426	278	—	—	—	557	435	284
50	—	—	—	602	472	320	—	—	—	615	480	326
60	—	—	—	705	555	396	—	—	—	721	564	404
70	—	—	—	805	630	469	—	—	—	825	642	479

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии, выполненной стальными проводами, в/км

Ток, линии, а	При коэффициенте мощности											
	0,9						0,95					
	ПСО-3,5 (Ж-3,5)	ПСО-4 (Ж-4)	ПСО-5 (Ж-5)	ПС-25 ПМС-25	ПС-35 ПМС-35	ПС-50 ПМС-50	ПСО-3,5 (Ж-3,5)	ПСО-4 (Ж-4)	ПСО-5 (Ж-5)	ПС-25 ПМС-25	ПС-35 ПМС-35	ПС-50 ПМС-50
0,5	12,1	9,39	—	—	—	—	12,6	9,75	—	—	—	—
1	25,7	19,8	—	8,89	6,23	4,73	26,4	20,5	—	9,14	6,40	4,85
1,5	42,1	32,4	20,4	13,3	9,33	7,08	42,6	33,0	21,5	13,6	9,59	7,26
2	60,5	46,2	32,0	17,8	12,4	9,46	60,5	46,4	31,9	18,4	12,8	9,71
3	104	81,5	59,9	26,9	18,8	13,5	102	79,4	57,8	27,5	19,0	14,5
4	152	120	92,9	35,9	25,2	19,0	148	116	89,3	36,9	25,7	19,4
5	212	166	134	45,3	31,6	23,7	210	159	129	46,6	32,4	24,2
6	276	212	182	54,7	38,2	28,5	265	204	174	56,1	39,1	29,1
7	323	261	230	64,1	44,9	33,2	312	250	220	66,0	46,0	34,0
8	374	313	275	74,4	51,8	38,2	361	301	262	76,2	53,2	39,2
9	422	353	304	84,5	58,5	43,1	408	340	291	86,9	60,2	44,1
10	474	393	325	95,6	66,1	48,1	455	377	308	97,7	67,5	49,3
15	685	560	451	159	106	73,3	650	539	431	161	108	74,8
20	—	—	560	239	158	100	—	—	537	243	160	102
25	—	—	—	315	223	131	—	—	—	318	224	132
30	—	—	—	386	287	166	—	—	—	389	288	167
35	—	—	—	467	345	205	—	—	—	455	346	206
40	—	—	—	512	396	246	—	—	—	515	396	248
45	—	—	—	569	442	289	—	—	—	572	443	290
50	—	—	—	627	488	333	—	—	—	629	448	333
60	—	—	—	729	573	410	—	—	—	741	574	413
70	—	—	—	839	650	485	—	—	—	847	652	487

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии, выполненной
стальными проводами, в/км, при $\cos \varphi = 1$

Ток линии, а	ПСО-3,5 (Ж-3,5)	ПСО-4 (Ж-4)	ПСО-5 (Ж-5)	ПС-25 ПМС-25	ПС-35 ПМС-35	ПС-50 ПМС-50
0,5	17,3	10,0	—	—	—	—
1	26,3	20,4	—	9,10	6,39	4,76
1,5	40,8	32,0	20,6	13,7	9,52	7,17
2	55,8	43,3	28,9	18,2	12,7	9,51
3	90,5	69,5	49,3	27,4	19,0	14,3
4	128	99	74,8	36,7	25,6	19,1
5	174	134	106	46,0	32,0	23,8
6	222	172	144	54,5	38,5	28,5
7	260	210	182	65,0	45,2	33,3
8	300	249	213	74,7	52,0	38,2
9	340	282	236	84,7	58,6	43,0
10	380	313	252	95,2	65,8	48,1
15	526	450	353	155	104	72,6
20	—	—	440	232	152	98,5
25	—	—	—	302	212	127
30	—	—	—	368	270	161
35	—	—	—	430	325	197
40	—	—	—	486	370	235
45	—	—	—	539	413	274
50	—	—	—	592	454	312
60	—	—	—	696	533	383
70	—	—	—	798	605	451

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии 6 кв, %/Мвт·км

Материал провода	Номи- нальное сечение, мм ²	При коэффициенте мощности										
		0,7	0,75	0,80	0,85	0,88	0,90	0,92	0,94	0,95	0,98	1,00
Медь	10	6,33	6,17	6,00	5,83	5,75	5,70	5,61	5,56	5,45	5,36	5,11
	16	4,48	4,34	4,18	4,03	3,94	3,88	3,81	3,74	3,66	3,56	3,33
	25	3,17	3,02	2,87	2,73	2,64	2,58	2,52	2,45	2,37	2,28	2,06
	35	2,58	2,43	2,29	2,16	2,07	2,01	1,95	1,88	1,81	1,71	1,50
	50	2,21	2,06	1,91	1,77	1,68	1,62	1,55	1,48	1,41	1,31	1,08
	70	1,88	1,73	1,59	1,45	1,36	1,30	1,24	1,17	1,09	1,00	1,778
Алюми- ний	25	4,67	4,52	4,38	4,24	4,15	4,09	4,02	3,95	3,88	3,78	3,56
	35	3,64	3,49	3,35	3,21	3,13	3,07	3,01	2,94	2,87	2,77	2,56
	50	2,83	2,68	2,55	2,42	2,34	2,28	2,22	2,15	2,08	1,99	1,78
	70	2,30	2,16	2,03	1,90	1,82	1,76	1,71	1,64	1,57	1,48	1,28
	95	2,02	1,87	1,73	1,60	1,51	1,45	1,39	1,33	1,25	1,16	0,947
	120	1,80	1,66	1,52	1,39	1,31	1,25	1,19	1,12	1,05	0,96	0,75

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии 10 кв, %/Мвт·км

Материал провода	Номи- нальное сечение, мм ²	При коэффициенте мощности										
		0,7	0,75	0,80	0,85	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
Медь	10	2,28	2,22	2,16	2,10	2,07	2,05	2,02	2,00	1,96	1,93	1,84
	16	1,61	1,56	1,50	1,05	1,41	1,39	1,37	1,35	1,32	1,28	1,2
	25	1,14	1,09	1,03	0,984	0,952	0,93	0,907	0,883	0,855	0,82	0,74
	35	0,929	0,876	0,826	0,776	0,745	0,724	0,702	0,678	0,651	0,617	0,54
	50	0,796	0,741	0,688	0,637	0,605	0,583	0,56	0,534	0,506	0,471	0,39
	70	0,676	0,622	0,571	0,521	0,489	0,468	0,445	0,421	0,393	0,359	0,28
Алюми- ний	25	1,68	1,63	1,57	1,52	1,49	1,47	1,45	1,42	1,39	1,36	1,28
	35	1,31	1,26	1,21	1,16	1,12	1,10	1,08	1,06	1,03	0,997	0,92
	50	1,02	0,966	0,917	0,869	0,839	0,819	0,798	0,774	0,748	0,715	0,64
	70	0,827	0,778	0,730	0,683	0,654	0,634	0,613	0,591	0,565	0,533	0,46
	95	0,725	0,673	0,623	0,574	0,543	0,522	0,501	0,477	0,450	0,417	0,34
	120	0,647	0,596	0,547	0,499	0,470	0,449	0,428	0,404	0,378	0,345	0,27

Потеря напряжения в трехфазной кабельной линии 6 кв, %/Мвт·км

Материал жилы	Номинальное сечение, мм ²	При коэффициенте мощности										
		0,70	0,75	0,80	0,85	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
Медь	10	5,39	5,35	5,31	5,28	5,26	5,24	5,22	5,21	5,19	5,16	5,11
	16	3,64	3,59	3,56	3,53	3,50	3,48	3,47	3,45	3,42	3,39	3,33
	25	2,32	2,29	2,25	2,22	2,20	2,18	2,17	2,15	2,14	2,11	2,06
	35	1,75	1,72	1,68	1,65	1,64	1,62	1,60	1,59	1,57	1,55	1,50
	50	1,32	1,28	1,25	1,22	1,20	1,19	1,18	1,17	1,15	1,13	1,08
	70	1,00	0,980	0,943	0,915	0,895	0,884	0,873	0,860	0,842	0,822	0,778
	95	0,767	0,740	0,711	0,683	0,667	0,656	0,645	0,631	0,617	0,598	0,556
	120	0,651	0,623	0,595	0,567	0,550	0,538	0,528	0,513	0,500	0,481	0,438
	150	0,545	0,517	0,492	0,467	0,450	0,438	0,428	0,413	0,400	0,384	0,342
	185	0,481	0,456	0,430	0,406	0,389	0,378	0,365	0,356	0,342	0,325	0,286
	240	0,428	0,400	0,372	0,345	0,328	0,317	0,306	0,292	0,278	0,258	0,217
Алюминий	10	9,18	9,14	9,10	9,07	9,05	9,03	9,01	9,00	8,98	8,95	8,90
	16	5,81	5,75	5,72	5,70	5,67	5,65	5,64	5,61	5,58	5,56	5,50
	25	3,83	3,78	3,75	3,73	3,70	3,69	3,68	3,66	3,64	3,61	3,56
	35	2,80	2,77	2,74	2,71	2,69	2,68	2,66	2,65	2,63	2,61	2,56
	50	2,01	1,98	1,95	1,92	1,90	1,89	1,87	1,86	1,85	1,83	1,78
	70	1,50	1,48	1,44	1,41	1,39	1,38	1,37	1,36	1,34	1,32	1,28
	95	1,16	1,13	1,10	1,07	1,05	1,04	1,03	1,02	1,00	0,986	0,947
	120	0,961	0,933	0,906	0,878	0,861	0,850	0,839	0,826	0,811	0,792	0,750
	150	0,786	0,758	0,733	0,708	0,692	0,681	0,670	0,656	0,642	0,626	0,584
	185	0,667	0,642	0,617	0,592	0,576	0,564	0,553	0,541	0,528	0,511	0,472
	240	0,578	0,550	0,522	0,495	0,478	0,467	0,455	0,442	0,428	0,408	0,367

Потеря напряжения в трехфазной кабельной линии 10 кв, %/Мвт·км

Материал жилы	Номи- нальное сечение, мм ²	При коэффициенте мощности										
		0,70	0,75	0,80	0,85	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
Медь	16	1,31	1,29	1,28	1,27	1,26	1,25	1,25	1,24	1,23	1,22	1,20
	25	0,836	0,823	0,810	0,798	0,790	0,785	0,780	0,774	0,767	0,759	0,74
	35	0,630	0,618	0,606	0,595	0,588	0,583	0,577	0,572	0,566	0,558	0,54
	50	0,474	0,462	0,451	0,441	0,434	0,430	0,425	0,420	0,414	0,407	0,39
	70	0,361	0,353	0,339	0,329	0,322	0,318	0,314	0,309	0,303	0,296	0,28
	95	0,276	0,266	0,256	0,246	0,240	0,236	0,232	0,227	0,222	0,215	0,20
	120	0,234	0,224	0,214	0,204	0,198	0,194	0,190	0,185	0,180	0,173	0,158
	150	0,196	0,186	0,177	0,168	0,162	0,158	0,154	0,149	0,144	0,138	0,123
	185	0,173	0,164	0,155	0,146	0,140	0,135	0,132	0,128	0,123	0,117	0,103
	240	0,154	0,144	0,134	0,124	0,118	0,114	0,110	0,105	0,100	0,093	0,078
Алюми- ний	16	2,09	2,07	2,06	2,05	2,04	2,03	2,03	2,02	2,01	2,00	1,98
	25	1,38	1,36	1,35	1,34	1,33	1,32	1,32	1,31	1,31	1,30	1,28
	35	1,01	0,998	0,986	0,975	0,968	0,963	0,957	0,952	0,946	0,938	0,92
	50	0,724	0,712	0,701	0,691	0,684	0,680	0,675	0,670	0,664	0,657	0,64
	70	0,541	0,533	0,519	0,509	0,502	0,498	0,494	0,489	0,483	0,476	0,46
	95	0,416	0,406	0,396	0,386	0,380	0,376	0,372	0,367	0,362	0,355	0,34
	120	0,346	0,336	0,326	0,316	0,310	0,306	0,302	0,297	0,292	0,285	0,27
	150	0,283	0,273	0,264	0,255	0,249	0,245	0,241	0,236	0,231	0,225	0,21
	185	0,240	0,231	0,222	0,213	0,207	0,203	0,199	0,195	0,190	0,184	0,17
	240	0,208	0,198	0,188	0,178	0,172	0,168	0,164	0,159	0,154	0,147	0,132

Потеря напряжения в трехфазном токопроводе 380 в, выполненном алюминиевыми шинами
прямоугольного сечения, %/квт·км

Размеры шина, мм	При коэффициенте мощности							
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
25×3	0,848	0,690	0,590	0,533	0,468	0,421	0,374	0,289
30×4	0,716	0,567	0,474	0,417	0,355	0,310	0,266	0,186
40×4	0,640	0,501	0,414	0,362	0,304	0,262	0,221	0,146
40×5	0,609	0,471	0,386	0,333	0,276	0,235	0,194	0,117
50×5	0,560	0,429	0,348	0,288	0,245	0,206	0,167	0,097
50×6	0,541	0,413	0,332	0,283	0,229	0,190	0,152	0,082
60×6	0,508	0,384	0,308	0,262	0,210	0,174	0,137	0,0705
80×6	0,455	0,382	0,272	0,229	0,182	0,148	0,144	0,0535
100×6	0,417	0,312	0,247	0,208	0,163	0,131	0,102	0,0439
60×8	0,485	0,364	0,288	0,242	0,192	0,155	0,119	0,0535
80×8	0,437	0,325	0,256	0,212	0,168	0,134	0,102	0,0412
100×8	0,404	0,300	0,235	0,196	0,152	0,121	0,090	0,0338
120×8	0,373	0,275	0,215	0,178	0,138	0,109	0,0803	0,0284
80×10	0,430	0,318	0,249	0,207	0,161	0,127	0,0950	0,0343
100×10	0,392	0,290	0,226	0,187	0,144	0,113	0,0830	0,0276
120×10	0,367	0,270	0,209	0,173	0,117	0,104	0,0747	0,0229

Примечание. Значения потерь напряжения даны при температуре +30° С и расстоянии между центрами шин 250 мм.

Потеря напряжения в трехфазном токопроводе 380 в, выполненном стальными шинами
прямоугольного сечения, %/а·км

Размеры шины, мм	Ток линии, а	При коэффициенте мощности							
		0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95
40×3	35	1,95	2,00	2,03	2,06	2,08	2,09	2,07	2,02
	70	1,78	1,82	1,86	1,87	1,89	1,90	1,88	1,84
50×3	40	1,62	1,66	1,69	1,71	1,73	1,77	1,72	1,68
	95	1,46	1,48	1,52	1,53	1,54	1,54	1,53	1,49
60×3	50	1,35	1,38	1,40	1,42	1,43	1,44	1,42	1,38
	100	1,25	1,27	1,29	1,30	1,31	1,32	1,30	1,27
80×3	70	1,05	1,07	1,09	1,10	1,11	1,11	1,10	1,05
	110	1,00	1,02	1,03	1,04	1,05	1,05	1,04	1,01
100×3	80	0,860	0,675	0,887	0,895	0,900	0,895	0,885	0,885
	130	0,800	0,815	0,825	0,830	0,835	0,830	0,812	0,790

Размеры шины, мм	Ток линии, а	При коэффициенте мощности							
		0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95
40×4	40	1,76	1,80	1,84	1,86	1,88	1,89	1,87	1,83
	65	1,69	1,74	1,75	1,78	1,79	1,79	1,78	1,74
50×4	50	1,46	1,49	1,52	1,54	1,56	1,57	1,55	1,52
	85	1,33	1,36	1,38	1,40	1,41	1,41	1,40	1,37

Таблица 5-28

Потеря напряжения в токопроводах с алюминиевыми шинами серий ШРА и ШМА при напряжении 380 в, %/квт·км

Тип токо- провода	При коэффициенте мощности												
	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1,00
ШРА 60-2	0,432	0,394	0,362	0,335	0,313	0,291	0,272	0,256	0,239	0,223	0,206	0,187	0,146
ШРА 60-4	0,345	0,311	0,284	0,259	0,238	0,220	0,203	0,188	0,173	0,160	0,145	0,127	0,091
ШРА 60-6	0,230	0,208	0,188	0,171	0,158	0,145	0,133	0,124	0,113	0,103	0,092	0,081	0,056
ШМА 59-1	0,0485	0,0443	0,0407	0,0378	0,0352	0,0329	0,0308	0,0289	0,0271	0,0253	0,0234	0,0212	0,0167
ШМА 59-2	0,0428	0,0388	0,0352	0,0322	0,0296	0,0274	0,0253	0,0233	0,0215	0,0197	0,0178	0,0157	0,0111
ШМА 59-4	0,0388	0,0346	0,0310	0,0280	0,0255	0,0232	0,0211	0,0192	0,0173	0,0155	0,0137	0,0115	0,0070

5-6. РАСЧЕТ СЕТИ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ И УСЛОВИЮ НАИМЕНЬШЕЙ ЗАТРАТЫ МЕТАЛЛА

Для магистральной линии с ответвлениями на конце (рис. 5-4) сечение проводов магистрали по условию наименьшей затраты металла определяется по формуле

$$F_0 = \alpha_1 \frac{M_{a0}}{\Delta U_a} \left(1 + \sqrt{\frac{\sum_1^n M_a L}{M_{a0} L}} \right), \quad (5-18)$$

где α_1 — коэффициент по табл. 5-9;

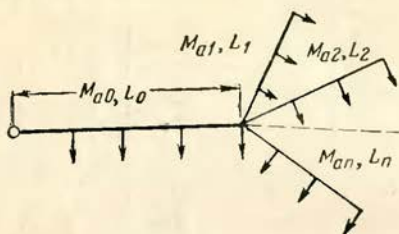


Рис. 5-4. Схема магистрали с ответвлениями на конце.

M_{a0} — сумма произведений активных нагрузок на длины участков магистрали;

L_0 — длина магистрали;

ΔU_a — допустимая потеря напряжения в линии с активными нагрузками;

$\sum_1^n M_a L$ — сумма произведений значений M_a на длину ответвления,

подсчитанная для всех ответвлений.

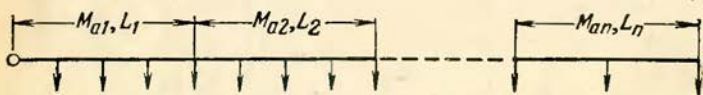


Рис. 5-5. Схема магистрали, выполненной из нескольких участков различных сечений.

Полученное по (5-18) сечение магистрали округляется до ближайшего (большого или меньшего) стандартного сечения провода.

Определение сечений проводов для ответвлений производится по формулам § 5-2 и 5-3.

Для магистральной линии, разделенной по длине на несколько участков (рис. 5-5), сечение первого участка определяется по формуле

$$F_1 = \alpha_1 \frac{M_{a1}}{\Delta U_a} \cdot \frac{\sum_1^n \sqrt{M_a L}}{\sqrt{M_{a1} L_1}}, \quad (5-19)$$

где α_1 — коэффициент, определяемый по табл. 5-9;

M_{a1} — значение M_a для первого участка;

L_1 — длина первого участка;

ΔU_a — допустимая потеря напряжения для всей длины с активными нагрузками.

Полученное по (5-19) сечение проводов первого участка округляется до ближайшего (большого или меньшего) стандартного сечения.

Сечение проводов второго участка определяется по формуле

$$F_2 = \alpha_1 \frac{M_{a2}}{\Delta U_a - \Delta U_{a1}} \cdot \frac{\sum_2^n \sqrt{M_a L}}{M_{a2} L_2}, \quad (5-20)$$

в которой индексами 1 и 2 отмечены величины, относящиеся соответственно к первому и второму участкам линии.

Сечения проводов последующих участков определяются аналогично.

Сечение проводов последнего участка округляется в сторону большего номинального сечения.

В случаях расчета линий с учетом индуктивности проводов величины ΔU_a , ΔU_{a1} , ΔU_{a2} и т. д. в (5-18), (5-19) и (5-20) определяются по (5-10).

Пример 5-6. Рассчитать по потере напряжения и условию наименьшей затраты металла линию из примера 5-2.

Решение. По данным примера 5-2 имеем:

$$\Delta U = 6,5\%; \quad \Delta U_a = 4,4\%; \quad \alpha_1 = 87,5 \text{ ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м} \cdot \text{кв}^2;$$

$$M_{a0} = M_{aAB} = 1,97 \text{ Мвт} \cdot \text{км}; \quad L_0 = 2 \text{ км};$$

$$M_{a1} = M_{aBB} = 0,765 \text{ Мвт} \cdot \text{км}; \quad L_1 = 9 \text{ км};$$

$$M_{a2} = M_{aBG} = 1,08 \text{ Мвт} \cdot \text{км}; \quad L_2 = 4 \text{ км};$$

$$M_{a3} = M_{aBD} = 0,92 \text{ Мвт} \cdot \text{км}; \quad L_3 = 6 \text{ км},$$

откуда определяем сечение магистрали AB по (5-18):

$$F_0 = 87,5 \frac{1,97}{4,4} \left(1 + \sqrt{\frac{0,765 \cdot 9 + 1,08 \cdot 4 + 0,92 \cdot 6}{1,97 \cdot 2}} \right) = \\ = 119 \text{ мм}^2 (120 \text{ мм}^2).$$

Дальнейший расчет производим по данным табл. 5-22.

Потеря напряжения в магистрали

$$\Delta U_{AB} = \Delta U_0 = 1,39 \cdot 1,97 = 2,74 \%$$

Потеря напряжения, допустимая при расчете ответвления из точки *Б*,

$$\Delta U_B = 6,5 - 2,74 = 3,76 \%$$

Расчет ответвлений:

ответвление *БВ*

$$\Delta U_{тб} \leq \frac{3,76}{0,765} = 4,92 \% \text{ (провод А25);}$$

ответвление *БГ*

$$\Delta U_{тб} \leq \frac{3,76}{1,08} = 3,48 \% \text{ (провод А35);}$$

ответвление *БД*

$$\Delta U_{тб} \leq \frac{3,76}{0,92} = 4,1 \% \text{ (провод А35).}$$

Здесь $\Delta U_{тб}$ — табличное значение величины потери напряжения.
Вес проводов линии по расчету примера 5-2 (см. табл. 2-2)

$$G_1 = 3(191 \cdot 2 + 95 \cdot 9 + 136 \cdot 4 + 136 \cdot 6) = 7791 \text{ кг.}$$

Вес проводов по расчету на минимум металла

$$G_2 = 3(322 \cdot 2 + 68 \cdot 9 + 95 \cdot 4 + 95 \cdot 6) = 6618 \text{ кг.}$$

Экономия в весе проводов при расчете на минимум металла

$$7791 - 6618 = 1173 \text{ кг (или 15\%).}$$

5-7. РАСЧЕТ СЕТИ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ И УСЛОВИЮ ПОСТОЯННОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА

Сечения проводов отдельных участков сети при расчете по потере напряжения по условию постоянной плотности тока определяются по формулам:

$$F_1 = \frac{I_1}{j}; F_2 = \frac{I_2}{j}, \quad (5-21)$$

где I_1, I_2 — токи участков линии, а;

j — плотность тока, постоянная для всех участков линии;

$$j = \frac{\gamma \Delta U_a}{\sqrt{3} \Sigma l \cos \varphi}; \quad (5-22)$$

γ — удельная проводимость провода, $\text{м/ом} \cdot \text{мм}^2$;

ΔU_a — допустимая потеря напряжения в линии с активными нагрузками.

При расчете линии с учетом индуктивности ΔU_a определяется по формуле (5-10).

$\Sigma I \cos \varphi$ — сумма произведений длины каждого из участков в метрах на коэффициент мощности — подсчитывается от начала линии до конца того ответвления, для которого эта сумма получается наибольшей.

При одинаковом $\cos \varphi$ для всех нагрузок линии плотность тока определяется по формуле

$$i = \frac{\gamma \Delta U_a}{\sqrt{3} L \cos \varphi}, \quad (5-23)$$

где L — общая длина, равная длине магистрали и наибольшей длине ответвления, м.

Подсчитанные по (5-21) сечения проводов округляются до ближайшего номинального сечения, после чего производится поверочный расчет линии на величину потери напряжения.

5-8. ПОТЕРЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ТРАНСФОРМАТОРЕ

Потеря напряжения в обмотках двухобмоточного трансформатора определяется по формулам:

$$\Delta U_{\tau} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{S}{U} (R \cos \varphi + X \sin \varphi), \text{ кВ}; \quad (5-24)$$

$$\Delta U_{\tau\%} = \frac{PR + QX}{UU_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{S}{U} \cdot \frac{R \cos \varphi + X \sin \varphi}{U_{\text{н}}} \cdot 100, \%, \quad (5-25)$$

где P — активная нагрузка трансформатора, Мвт;
 Q — реактивная нагрузка трансформатора, Мвар;
 S — полная нагрузка трансформатора, Мва;
 U — напряжение на зажимах трансформатора, кВ;
 $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение сети, кВ;
 $\cos \varphi$ — коэффициент мощности нагрузки трансформатора;
 R — активное сопротивление обмоток трансформатора;

$$R = \sqrt[3]{\left(\frac{U_{\text{н.т}}}{S_{\text{н}}}\right)^2 \Delta P_{\text{к.з}}}, \text{ Ом}; \quad (5-26)$$

X — реактивное сопротивление обмоток трансформатора:

$$X = \frac{U_{\text{н.т}}^2}{S_{\text{н}}} \cdot \frac{U_X}{100}, \text{ Ом}. \quad (5-27)$$

В формулах (5-26) и (5-27):

$S_{\text{н}}$ — номинальная мощность трансформатора, Мва;
 $U_{\text{н.т}}$ — номинальное напряжение обмоток трансформатора, кВ;
 $\Delta P_{\text{к.з}}$ — потери короткого замыкания в трансформаторе, Мвт;
 U_X — падение напряжения, %, в реактивном сопротивлении трансформатора, определяемое по формуле (9-7).

В формулах (5-24), (5-25), (5-26) и (5-27) все величины должны быть отнесены или к стороне высшего (ВН), или к стороне низшего (НН) напряжения.

В табл. 9-2, 9-3 и 9-4 приведены значения активных и реактивных сопротивлений трансформаторов по отношению к стороне ВН. Пересчет этих сопротивлений по отношению к стороне НН производится по формулам:

$$R_{\text{НН}} = \frac{R_{\text{ВН}}}{n^2}, \text{ ом}; \quad (5-28)$$

$$X_{\text{НН}} = \frac{X_{\text{ВН}}}{n^2}, \text{ ом}, \quad (5-29)$$

где n — коэффициент трансформации трансформатора:

$$n = U_{\text{Т}} n_{\text{н}}, \quad (5-30)$$

где $U_{\text{Т}}$ — относительная величина напряжения, соответствующая данному ответвлению обмотки ВН;

$n_{\text{н}}$ — номинальный коэффициент трансформации трансформатора.

Величины потерь напряжения в трансформаторах при номинальной нагрузке и номинальном напряжении на зажимах для различных коэффициентов мощности приведены в табл. 5-29.

Пример 5-7. Определить потери напряжения в трансформаторе 10/0,4 кв мощностью 630 кВА со схемой соединений обмоток Y/Y_н-0, если нагрузка трансформатора $S=500$ кВА при $\cos \varphi=0,85$, ответвление обмотки трансформатора — 5% и величина напряжения на вторичной стороне трансформатора $U=0,39$ кв.

Из табл. 9-2 для трансформатора 630 кВА, 10/0,4 кв находим активное и реактивное сопротивления обмоток трансформатора по отношению к стороне ВН:

$$R_{\text{ВН}} = 1,91 \text{ ом};$$

$$X_{\text{ВН}} = 8,52 \text{ ом}.$$

Номинальный коэффициент трансформации трансформатора равен:

$$n_{\text{т}} = \frac{10}{0,4} = 25.$$

Фактический коэффициент трансформации с учетом выбранного ответвления обмоток определяется по формуле (5-30):

$$n = 0,95 \cdot 25 = 23,8.$$

Пересчитываем сопротивления трансформатора по отношению к стороне НН по формулам (5-28) и (5-29):

$$R_{\text{НН}} = \frac{1,91}{23,8^2} = 0,00338 \text{ ом};$$

$$X_{\text{НН}} = \frac{8,52}{23,8^2} = 0,015 \text{ ом}.$$

Номинальное напряжение сети на стороне НН трансформатора

$$U_{\text{н}} = 0,39 \text{ кв}.$$

Для $\cos \varphi = 0,85$ $\sin \varphi = 0,527$.

Потерю напряжения в трансформаторе определяем по формуле (5-25):

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{0,5}{0,39} \cdot \frac{0,00338 \cdot 0,85 + 0,015 \cdot 0,527}{0,38} \cdot 100 = 3,7 \%,$$

Потеря напряжения, % в понижающих трансформаторах 6—35/0,4/0,23 кв при номинальной нагрузке

Номинальная мощность трансформатора, кв	Номинальное напряжение обмотки ВН, кв	При коэффициенте мощности										
		0,7	0,75	0,8	0,85	0,88	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	1,0
25	6—10	4,39	4,31	4,20	4,04	3,92	3,82	3,70	3,55	3,37	3,11	2,40
40	6—10	4,34	4,24	4,11	3,94	3,80	3,69	3,56	3,41	3,21	2,94	2,20
63	6—10	4,29	4,18	4,04	3,84	3,70	3,58	3,44	3,28	3,08	2,80	2,03
63	20	4,68	4,54	4,36	4,13	3,96	3,82	3,66	3,47	3,23	2,90	2,03
100	6—10	4,27	4,15	4,01	3,81	3,66	3,54	3,40	3,23	3,02	2,74	1,97
100	20—35	5,80	5,57	5,29	4,94	4,67	4,47	4,24	3,96	3,62	3,16	1,97
160	6—10	4,16	4,02	3,85	3,62	3,46	3,32	3,17	2,99	2,77	2,46	1,66
160	20—35	5,65	5,40	5,10	4,72	4,44	4,23	3,99	3,70	3,35	2,88	1,66
250	6—10	4,07	3,92	3,73	3,50	3,32	3,18	3,03	2,84	2,61	2,30	1,48
250	20—35	5,55	5,29	4,98	4,59	4,31	4,09	3,84	3,55	3,19	2,71	1,48
400	6—10	4,02	3,86	3,67	3,42	3,24	3,10	2,94	2,75	2,52	2,20	1,38
400	20—35	5,51	5,24	4,92	4,52	4,23	4,01	3,76	3,46	3,10	2,61	1,37
630	6—10	4,67	4,45	4,18	3,85	3,61	3,42	3,21	2,96	2,66	2,25	1,20
630	20—35	5,40	5,12	4,79	4,39	4,09	3,87	3,61	3,31	2,94	2,45	1,21
1 000	6—10	4,68	4,46	4,19	3,86	3,62	3,44	3,22	2,97	2,67	2,26	1,22
1 000	20—35	5,41	5,13	4,80	4,40	4,10	3,88	3,62	3,32	2,96	2,46	1,22
1 600	6—10	4,62	4,39	4,12	3,78	3,54	3,35	3,14	2,89	2,58	2,17	1,12
1 600	20—35	5,36	5,07	4,74	4,33	4,03	3,80	3,54	3,24	2,87	2,38	1,12

Примечание. Таблица составлена для трансформаторов, изготавливаемых по ГОСТ 12022-66 и 11920-66.

РАЗДЕЛ ШЕСТОЙ
**ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ
ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ И ДИНАМИЧЕСКОЙ
УСТОЙЧИВОСТИ К ТОКУ К. З.**

Проводники и токопроводы в электрических сетях выше 1 000 в, как правило, подлежат проверке на условия нагревания током к. з. В электрических сетях до 1 000 в на термическую устойчивость проверяются только токопроводы.

Повышение температуры жил изолированных проводников и кабелей в результате прохождения тока к. з. ведет к химическому разложению изоляции и резкому снижению ее электрической и механической прочности, а следовательно, и к возможности аварии. Поэтому установлены определенные максимально допустимые пределы температур в режиме к. з., указанные в табл. 6-1.

Проверка кабелей на нагревание от токов к. з. должна производиться:

- 1) для одиночных кабелей небольшой протяженности, исходя из к. з. в начале кабеля;
- 2) для одиночных кабелей, имеющих соединительные муфты, исходя из к. з. в начале каждого участка, с тем чтобы иметь возможность сгущения уменьшать сечение кабеля по его длине;
- 3) для двух и более параллельно включенных кабелей, исходя из к. з. непосредственно за пучком (по сквозному току).

Допускается не проверять проводники по режиму к. з. в случаях их защиты плавкими предохранителями. Линия считается защищенной предохранителем, когда отключающая способность предохранителя достаточна для отключения наибольшего возможного аварийного тока линии.

Для линий к индивидуальным электроприемникам, в том числе к цеховым трансформаторам общей мощностью до 1 000 ква включительно, допускается не проверять сечения проводников по току к. з. при одновременном соблюдении следующих условий:

1. В электрической или технологической части предусмотрено резервирование, гарантирующее от расстройств производственного процесса.
2. Повреждение проводников при к. з. не может вызвать взрыва.
3. Возможна замена проводников без значительных затруднений.

Для линий к индивидуальным электроприемникам или небольшим распределительным пунктам неотвечественного назначения допускается не производить проверку проводников на термическую устойчивость при к. з., если обеспечивается только одно условие 2 (отсутствие опасности взрыва).

Провода воздушных линий до 10 кВ не проверяются по току к. з.

Допустимые величины тока к. з. для кабелей определяются в зависимости от материала и сечения кабеля и длительности прохождения тока к. з.

Термическое действие тока к. з. в течение действительного времени прохождения его I_d , характеризуется величиной фиктивного

времени t_{ϕ} прохождения установившегося тока к. з. с одинаковым по термическому действию эффектом.

Фиктивное время определяется (по кривым [Л. 13, стр. 92]) в зависимости от отношения

$$\beta'' = \frac{I''}{I_{\infty}}, \quad (6-1)$$

где I'' — действующее значение периодической составляющей тока к. з. в начальный момент, а;

I_{∞} — установившийся ток к. з. (действующее значение), а.

Действительное время t_d складывается из выдержки времени, установленной на максимально-токовой защите линии, и собственного времени отключающего аппарата (выключателя мощности).

При проверке на термическую устойчивость проводников линий, оборудованных быстродействующим автоматическим повторным включением, должно учитываться повышение нагревания проводников из-за увеличения суммарной продолжительности к. з.

При расчетах тока к. з. в распределительных сетях 6—10 кВ весьма часто затухание не учитывают. В этом случае фиктивное время может быть принято равным действительному и задача проверки проводников на термическую устойчивость упрощается отсутствием необходимости определения фиктивного времени.

Сечение, обеспечивающее термическую устойчивость проводника к току к. з. при заданной величине фиктивного времени t_{ϕ} , определяется из выражения

$$F = I_{\infty} \frac{\sqrt{t_{\phi}}}{C}, \quad (6-2)$$

где F — сечение жилы кабеля, мм^2 ;

C — постоянная, определяемая в зависимости от заданной ПУЭ конечной температуры нагревания жил и напряжения; числовые значения постоянной C указаны в табл. 6-1.

Ниже приведена табл. 6-2 для проверки кабелей на термическую устойчивость, составленная по формуле (6-2) в величинах допустимого установившегося тока к. з. в килоамперах.

В дополнение к расчету на термическую устойчивость сечение шин токопроводов должно быть проверено также на механическую прочность при к. з. (динамическая устойчивость токопровода).

В табл. 6-3 приведены данные, необходимые для проверки динамической устойчивости шин токопроводов серий ШРА и ШМА.

Пример 6-1. Требуется выбрать кабель 6 кВ с алюминиевыми жилами, термически устойчивый к току к. з. $I_{\infty} = 5 \text{ ка}$, полагая, что затухание к. з. практически отсутствует. Выдержка времени максимальной защиты со стороны пункта питания 0,5 сек.

Решение. При практическом отсутствии затухания фиктивное время может быть принято равным действительному, а последнее складывается из выдержки времени максимальной защиты линии и собственного времени масляного выключателя и реле, которые в сумме могут быть приняты равными 0,25 сек.

Следовательно,

$$t_{\phi} = t_d = 0,5 + 0,25 = 0,75 \text{ сек.}$$

Обращаясь к табл. 6-2, для времени 0,75 сек определяем, что кабелю с алюминиевыми жилами сечением $3 \times 50 \text{ мм}^2$ соответствует допустимая величина тока к. з. 5,6 ка, т. е. при заданном значении $I_{\infty} = 5 \text{ ка}$ кабель окажется термически устойчивым.

То же самое можем получить непосредственно из (6-2):

$$F = 5 \cdot 1000 \cdot \frac{\sqrt{0,75}}{98} = 44 \text{ мм}^2$$

Пример 6-2. Какую максимальную выдержку времени следует установить на масляном выключателе питающей линии, выполненной кабелем марки СБ сечением $3 \times 70 \text{ мм}^2$ при установившемся к. з. замыкания 11 ка ?

Затухание, как и в предыдущем примере, полагаем практически отсутствующим.

Решение. По табл. 6-2 в графе для медного кабеля сечением 70 мм^2 находим значение тока к. з., превышающее заданную величину. Имеем $11,7 \text{ ка}$. Это соответствует фиктивному времени $0,75 \text{ сек}$. Следовательно, полагая, что собственное время выключателя мощности и реле, как и в первом примере, не будет превосходить $0,25 \text{ сек}$, убеждаемся, что максимальная выдержка времени защиты линии, для того чтобы кабель оставался устойчивым к термическому действию тока к. з., не должна превышать $0,5 \text{ сек}$.

Пример 6-3. В цехе промышленного предприятия прокладывается распределительный токопровод с алюминиевыми шинами. Расчетная нагрузка токопровода 350 а ; токопровод защищен селективным автоматическим выключателем типа АВ-4С, время отключения которого при к. з. равно $0,6 \text{ сек}$. Величины токов при к. з. в токопроводе составляют:

периодическая составляющая мгновенного тока к. з., равная установившемуся току (затухание отсутствует) 12 ка ;
амплитуда мгновенного тока к. з. 22 ка .

Требуется подобрать тип токопровода.

Решение. По условию нагревания расчетным током можно было бы принять токопровод типа ШРА 60-4 на номинальный ток 400 а , но динамическая устойчивость указанного токопровода недостаточна (см. табл. 6-3): $10 \text{ ка} < 22 \text{ ка}$.

Условию динамической устойчивости отвечает следующий тип токопровода ШРА 60-6 на номинальный ток 600 а , для которого величина допустимой амплитуды тока к. з. составляет 25 ка : $25 \text{ ка} > 22 \text{ ка}$.

Проверяем токопровод типа ШРА 60-6 на термическую устойчивость по (6-2). По условию примера:

$$I_{\infty} = 12 \text{ ка} = 12000 \text{ а};$$

$$t_{\phi} = t_{\text{д}} = 0,6 \text{ сек.}$$

(Фиктивное время принято равным действительному времени отключения к. з., так как затухание тока к. з. отсутствует.)

Величина постоянной C для алюминиевых шин определяется по табл. 6-1:

$$C = 90.$$

Минимальное сечение шин токопровода по условиям термической устойчивости при к. з. получается равным:

$$F = 12000 \cdot \frac{\sqrt{0,6}}{90} = 103 \text{ мм}^2.$$

Выбранный тип токопровода удовлетворяет условию термической устойчивости, так как сечение шин для него составляет $60 \times 6 = 360 \text{ мм}^2 > 103 \text{ мм}^2$.

**Допустимые температуры нагревания проводников и шин
при к. з.**

Вид и материал проводника	Наибольшая допустимая температура, °С	Значение коэффициента С
Шины медные	300	165
Шины алюминиевые	200	90
Шины стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратом	400	66
Шины стальные с непосредственным соединением с аппаратом	300	60
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кв с медными и алюминиевыми жилами	200	$\frac{98}{145}$
Кабели и изолированные провода с полихлорвиниловой или резиновой изоляцией с медными и алюминиевыми жилами	150	$\frac{83}{122}$
Медные голые провода при тяжениях менее 2 кг/мм ²	250	165
То же при тяжениях более 2 кг/мм ²	200	145
Алюминиевые голые провода при тяжениях менее 1 кг/мм ²	200	98
То же при тяжениях более 1 кг/мм ²	160	85
Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов	200	98

Примечания: 1. Значения величины С определены при средних рабочих температурах 75° С для шин и 50° С для проводов и кабелей.

2. В числителях дробей указаны значения величины С для алюминия, в знаменателях — для меди.

Таблица 6-2

**Допустимые величины тока к. з. кабелей с бумажной
изоляцией на напряжение 6—10 кв по условиям
термической устойчивости, ка**

t_{ϕ}	Сечение кабелей, мм ²								
	16	25	35	50	70	95	120	150	185

Алюминиевые жилы

0,25	3,12	4,88	6,85	9,75	13,70	18,50	23,40	29,25	36,00
0,5	2,20	3,45	4,80	6,90	9,65	13,00	16,50	20,00	25,45
0,75	1,80	2,80	3,95	5,60	7,90	10,65	13,50	16,90	20,50

t_{ϕ}	Сечение кабелей, мм ²								
	16	25	35	50	70	95	120	150	185
1,0	1,56	2,44	3,40	4,85	6,80	9,25	11,80	14,60	18,00
1,5	1,28	2,00	2,80	4,00	5,55	7,55	9,55	11,90	14,75
2,0	1,10	1,72	2,40	3,45	4,80	6,55	8,25	10,30	12,75
2,5	0,985	1,54	2,16	3,08	4,30	5,85	7,40	9,20	11,40
3,0	0,90	1,40	1,97	2,80	3,95	5,35	6,75	8,40	10,40
3,5	0,83	1,30	1,80	2,60	3,65	4,95	6,25	7,80	9,60
4,0	0,78	1,24	1,70	2,44	3,40	4,65	5,85	7,30	9,00
4,5	0,73	1,15	1,60	2,30	3,20	4,35	5,50	6,90	8,50
5,0	0,70	1,10	1,52	2,18	3,00	4,15	5,23	6,53	8,10
5,5	0,66	1,04	1,45	2,10	2,90	3,95	5,00	6,23	7,70
6,0	0,640	1,00	1,40	2,00	2,80	3,80	4,80	6,00	7,35

Медные жилы

0,25	4,63	7,25	10,2	14,5	20,2	27,5	34,8	43,5	53,5
0,5	3,28	5,12	7,16	10,4	14,3	19,5	24,6	30,7	38,0
0,75	2,68	4,19	5,85	8,37	11,7	15,9	20,0	25,0	31,0
1,0	2,32	3,63	5,00	7,25	10,1	13,8	17,4	21,8	26,8
1,5	1,90	2,96	4,15	5,92	8,30	11,3	14,2	17,8	21,9
2,0	1,64	2,56	3,58	5,12	7,18	9,72	12,3	16,6	19,0
2,5	1,47	2,30	3,20	4,58	6,42	8,71	11,0	13,8	17,0
3,0	1,34	2,10	2,93	4,19	5,86	7,95	10,0	12,6	15,5
3,5	1,24	1,94	2,71	3,88	5,43	7,36	9,30	11,6	14,4
4,0	1,16	1,81	2,50	3,62	5,05	6,90	8,70	10,9	13,4
4,5	1,09	1,70	2,39	3,41	4,78	6,48	8,20	10,2	12,6
5,0	1,04	1,62	2,27	3,25	4,55	6,16	7,80	9,75	12,0
5,5	0,99	1,55	2,16	3,09	4,32	5,86	7,40	9,25	11,4
6,0	0,95	1,48	2,07	3,06	4,15	5,63	7,10	8,88	11,0

Таблица 6-3

Значения допустимого ударного тока к. з. для токопроводов с алюминиевыми шинами серий ШРА и ШМА

Тип токопровода	Размеры шин, мм	Номинальный ток, а	Динамическая устойчивость, кА
ШРА 60-2	30×5	250	10
ШРА 60-4	50×5	400	10
ШРА 60-6	60×6	600	25
ШМА 59-1	2×100×8	1 500	40
ШМА 59-2	2×120×10	2 500	50
ШМА 59-4	2×160×12	4 000	70

ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ СРАБАТЫВАНИЯ ЗАЩИТНОГО АППАРАТА ПРИ ОДНОФАЗНОМ ЗАМЫКАНИИ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 000 в С ГЛУХИМ ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ

В электрических сетях напряжением до 1 000 в с глухим заземлением нейтрали должно быть обеспечено надежное отключение защитным аппаратом однофазного к. з. Это диктуется требованиями техники безопасности.

Расчетными точками для определения величины тока к. з. являются наиболее удаленные (в электрическом смысле) точки сети, так как именно этим точкам соответствует наименьшее значение тока однофазного к. з.

Величина однофазного тока к. з. может быть определена по приближенной формуле

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\tau} + Z_{п}}, \quad (7-1)$$

где U_{ϕ} — фазное напряжение сети, в;

Z_{τ} — полное сопротивление понижающего трансформатора току замыкания на корпус, ом;

$Z_{п}$ — полное сопротивление петли фаза — нуль линии до наиболее удаленной точки сети, ом.

Расчетные значения полных сопротивлений понижающих трансформаторов при однофазных замыканиях приведены в табл. 7-1.

Для трансформаторов мощностью более 630 ква при определении тока к. з. можно принять:

$$Z_{\tau} = 0.$$

Полное сопротивление петли проводов или жил кабеля линии определяется по формуле

$$Z_{п} = \sqrt{R_{п}^2 + X_{п}^2}, \quad (7-2)$$

где $R_{п}$ — активное сопротивление фазного (R_{ϕ}) и нулевого (R_0) проводов, ом;

$$R_{п} = R_{\phi} + R_0; \quad (7-3)$$

$X_{п}$ — индуктивное сопротивление петли проводов или жил кабеля, ом.

Активные сопротивления проводов из цветных металлов определяются по табл. 5-1. Средние значения индуктивных сопротивлений петель проводов или жил кабелей из цветных металлов на 1 км линии даны в табл. 7-2.

Для стальных проводов индуктивное сопротивление петли проводов определяется по формуле

$$X_{п} = X_{п}' + X''_{п.п} + X''_{п.о}, \quad (7-4)$$

где $X_{п}'$ — внешнее индуктивное сопротивление петли из прямого и обратного проводов, равное для воздушной линии напряжением до 1 000 в 0,6 ом/км;

$X''_{п.п}$ и $X''_{п.о}$ — внутренние индуктивные сопротивления соответственно прямого и обратного проводов линии, ом/км.

Таблица 7-1

Расчетные сопротивления трансформаторов при однофазном к. з. на стороне 400/230 в

ГОСТ	Тип	Номинальная мощность, <i>квА</i>	Напряжения обмотки ВН, <i>кВ</i>	Схема соединений	Полное сопротивление Z_T , <i>ом</i>
401-41	ТМ, ТМА	20	6—10	У/У _н	1,39
	ТМ	30	6—10	У/У _н	0,9
	ТМ	50	6—10	У/У _н	0,54
	ТМ	100	6—10	У/У _н	0,27
	ТМА	100	35	У/У _н	0,25
	ТСМА	100	6—10	У/У _н	0,26
	ТСМ	100	35	У/У _н	0,25
	ТМ, ТМА	180	6—10	У/У _н	0,15
	ТМ, ТМА	180	35	У/У _н	0,14
	ТМ, ТМА	320	6—10	У/У _н	0,085
	ТМ, ТМА	320	35	У/У _н	0,08
	ТМ, ТМА	560	6—10	У/У _н	0,048
	ТМ, ТМА	560	35	У/У _н	0,046
	ТМ, ТМА	750	6—10	У/У _н	0,036
	ТМ, ТМА	1 000	6—10	У/У _н	0,027
ТМ	1 000	35	У/У _н	0,026	
12022-66	ТМ	25	6—10	У/У _н	1,04
	ТМ	40	6—10	У/У _н	0,65
	ТМ	63	6—10	У/У _н	0,413
	ТМ	63	20	У/У _н	0,38
	ТМ	100	6—10	У/У _н	0,26
	ТМ	100	20—35	У/У _н	0,253
	ТМ	160	6—10	У/У _н	0,162
	ТМ	160	20—35	У/У _н	0,159
	ТМ	250	6—10	У/У _н	0,104
	ТМ	250	20—35	У/У _н	0,102
	ТМ	400	6—10	У/У _н	0,065
	ТМ	400	20—35	У/У _н	0,064
	ТМ	400	6—10	Д/У _н	0,022
	ТМ	630	6—10	У/У _н	0,043
	ТМ	630	20—35	У/У _н	0,04
ТМ	630	6—10	Д/У _н	0,014	
11920-66	ТМ	1 000	6—10	У/У _н	0,027
	ТМ	1 000	20—35	У/У _н	0,026
	ТМ	1 000	6—10	Д/У _н	0,009
	ТМ	1 000	20—35	Д/У _н	0,01

ГОСТ	Тип	Номинальная мощность, <i>кв</i>	Напряженные обмотки ВН, <i>кв</i>	Схема соединений	Полное сопротивление Z_T , <i>ом</i>
—	ТСЗ	160	6—10	Д/У _н	0,055
	ТСЗ	180	6—10	У/У _н	0,15
	ТСЗ	250	6—10	Д/У _н	0,035
	ТСЗ	320	6—10	У/У _н	0,085
	ТСЗ	400	6—10	Д/У _н	0,022
	ТСЗ	560	6—10	У/У _н	0,048
	ТСЗ	630	6—10	Д/У _н	0,014
	ТСЗ	750	6—10	У/У _н	0,036
	ТСЗ	1 000	6—10	Д/У _н	0,009
	ТСЗ	1 000	6—10	У/У _н	0,027

Примечания: 1. Таблица составлена на основании материалов [Л. 22].

2. Для понижающих трансформаторов с напряженным вторичных обмоток 230/133 в значения сопротивлений в 3 раза меньше указанных в табл. 7-1.

3. Условные обозначения схем соединений трансформаторов:

У — звезда;

У_н — звезда с выведенной нулевой точкой;

Д — треугольник.

Активные и внутренние индуктивные сопротивления для стальных проводов определяются из табл. 5-4 в зависимости от величины расчетного минимального тока k , з.

Значения полных сопротивлений петель для проводов и жил кабелей из цветных металлов на 1 км линии даны в табл. 7-3, а для стальных многопроволочных проводов — в табл. 7-4.

В табл. 7-5 приведены сопротивления петли «фаза — нуль» для алюминиевых трехжильных кабелей в алюминиевой оболочке при использовании последней в качестве нулевого провода.

В табл. 7-6 указаны сопротивления петли «фаза трехжильного кабеля — стальная полоса» для небронированных кабелей.

Таблица 7-2

Средние значения индуктивных сопротивлений петли прямого и обратного проводов или жил кабеля, выполненного из цветных металлов *ом/км*

Условия прокладки	Индуктивные сопротивления
Кабель до 1 кв или провода, проложенные в трубах	0,15
Изолированные провода на роликах	0,4
Провода на изоляторах внутри помещений или по наружным стенам здания	0,5
Воздушные линии низкого напряжения	0,6

Полные сопротивления петли прямого и обратного провода
линии или жил кабеля, *ом, км*

Сечение про- вода, <i>мм²</i>		Кабель и про- вода в трубах		Провода на роли- ках и изоляторах		Провода воздуш- ных линий	
пря- мого	обрат- ного	медные	алю- минне- вые	медные	алюминне- вые	медные	алюминне- вые
1	1	37,8	—	—	—	—	—
1,5	1	31,5	—	—	—	—	—
1,5	1,5	25,2	—	25,2	—	—	—
2,5	1,5	20,2	—	20,2	—	—	—
2,5	2,5	15,1	25,2	15,1	25,2	—	—
4	1,5	17,3	—	17,3	—	—	—
4	2,5	12,2	20,5	12,2	20,5	—	—
4	4	9,3	15,8	9,3	15,8	9,3	—
6	2,5	10,6	17,9	10,6	17,9	—	—
6	4	7,71	13,2	7,71	13,2	—	—
6	6	6,12	10,5	6,14	10,5	6,16	—
10	4	6,50	11,1	6,52	11,1	—	—
10	6	4,90	8,42	4,92	8,42	4,96	—
10	10	3,68	6,32	3,71	6,32	3,75	—
16	6	4,26	7,24	4,28	7,24	4,32	—
16	10	3,04	5,14	3,08	5,15	3,13	—
16	16	2,40	3,96	2,45	3,99	2,52	4,03
25	10	2,58	4,44	2,62	4,46	2,69	4,50
25	16	1,94	3,26	1,98	3,30	2,08	3,34
25	25	1,49	2,56	1,55	2,60	1,68	2,66
35	10	2,38	4,08	2,42	4,11	2,48	4,15
35	16	1,74	2,90	1,79	2,96	1,87	3,00
35	35	1,09	1,84	1,16	1,90	1,29	1,96
50	16	1,60	2,62	1,65	2,66	1,74	2,70
50	25	1,14	1,92	1,21	1,97	1,32	2,03
50	50	0,793	1,29	0,890	1,36	1,05	1,44
70	25	1,03	1,74	1,11	1,80	1,24	1,86
70	35	0,833	1,39	0,927	1,45	1,08	1,53
70	70	0,58	0,932	0,706	1,03	0,896	1,13
95	35	0,755	1,27	0,856	1,34	1,02	1,42
95	50	0,608	0,99	0,712	1,08	0,915	1,18
95	95	0,428	0,797	0,566	0,815	0,772	0,907
120	50	0,568	0,922	—	—	0,858	1,09
120	70	0,461	0,745	—	—	0,792	0,945
120	120	0,350	0,561	—	—	0,732	0,808
150	50	0,535	0,862	—	—	—	1,04
150	70	0,430	0,687	—	—	—	0,808
150	150	0,285	0,446	—	—	—	0,732

Полные сопротивления петли прямого и обратного проводов воздушных линий напряжением до 1000 в со стальными многопроволочными проводами, ом/км

Марка проводов		Номинальный ток плавкой вставки, а							
		6	10	15	20	30	40	50	60
прямо- го	обрат- ного	Ток уставки автоматического выключателя с электромагнитным расцепителем, а							
		12	20	30	40	60	80	100	120
ПС-25	ПС-25	13,5	15,0	14,6	14,1	13,4	—	—	—
ПС-35	ПС-35	8,72	11,1	11,3	11,0	10,3	9,70	9,20	—
ПС-50	ПС-25	9,61	10,7	11,0	11,0	10,7	—	—	—
ПС-50	ПС-50	5,72	6,45	7,42	9,90	7,90	7,65	7,42	7,33
ПС-70	ПС-25	8,50	9,32	9,22	9,16	9,05	—	—	—
ПС-70	ПС-35	6,15	7,37	7,60	7,60	7,50	7,26	7,06	—
ПС-70	ПС-70	3,58	3,64	3,85	4,23	4,70	4,82	4,93	4,65

В электроустановках с глухо заземленной нейтралью полная проводимость заземляющих проводников с учетом естественных заземлителей должна составлять не менее 50% проводимости фазного провода наиболее мощной линии из числа питающих данную электроустановку или отдельных электроприемников,

Во всех случаях сечения заземляющих проводников должны быть не ниже минимально допустимых, приведенных в табл. 7-7.

Заземляющие проводники, специально предназначенные для этой цели, должны прокладываться совместно и в непосредственной близости от фазных проводников. При использовании естественных заземляющих проводников они должны располагаться также в непосредственной близости к фазным проводникам.

При прокладке проводов в стальных трубах или выполнении линии бронированным кабелем наиболее надежным является использование для заземления четвертой жилы провода или кабеля.

Надежное отключение защитным аппаратом однофазного к. з. будет обеспечено при условии выполнения соотношения

$$K_{31}I_a \leq I_k, \quad (7-5)$$

Таблица 7-5

Полные сопротивления петли „фаза—нуль“ трехжильных алюминиевых кабелей при использовании их алюминиевых оболочек в качестве нулевого провода, ом/км

Сечение жилы кабеля, мм ²	16	25	35	50	70	95	120
Сопротивление петли „фаза—нуль“, ом	2,58	1,84	1,39	1,03	0,805	0,635	0,543

Полные сопротивления петли «фаза трех

Сечение кабеля, мм ²	Ток и материал жил кабеля	Размеры стальной			
		20×4		40×4	
	Ток срабатывания максимального рас- цепителя автомата, а	150	1 400	200	1 400
	Номинальный ток плавкой вставки бе- зынерджонного пре- дохранителя, а . . .	60	600	80	600
	Материал жил кабеля:	Полное сопротивление			
3×4	Медь	9,59	8,42	7,82	7,45
	Алюминий	13,52	12,35	11,79	11,42
3×6	Медь	7,76	6,59	5,97	6,60
	Алюминий	10,34	9,17	8,59	8,22
3×10	Медь	6,36	5,19	4,55	4,18
	Алюминий	7,86	6,69	6,07	5,7
3×16	Медь	5,6	4,43	3,78	3,41
	Алюминий	6,49	5,32	4,68	4,31
3×25	Медь	5,14	3,97	3,31	2,94
	Алюминий	5,70	4,53	3,88	3,51
3×35	Медь	4,91	3,74	3,09	2,71
	Алюминий	5,30	4,13	3,48	3,11
3×50	Медь	4,75	3,58	2,92	2,55
	Алюминий	5,02	3,85	3,19	2,72
3×70	Медь	4,64	3,47	2,81	2,44
	Алюминий	4,83	3,66	3,0	2,63
3×95	Медь	4,57	3,40	2,73	2,36
	Алюминий	4,70	3,53	2,87	2,50
3×120	Медь	4,51	3,34	2,69	2,32
	Алюминий	4,62	3,45	2,8	2,43
3×150	Медь	4,47	3,30	2,65	2,28
	Алюминий	4,56	3,39	2,74	2,37
3×185	Медь	4,44	3,27	2,63	2,26
	Алюминий	4,52	3,35	2,7	2,33

Примечание. Сопротивление петли «фаза кабеля—стальная полоса» не от стальной полосы зависит от тока. Для промежуточных значений тока величина со

где $K_{з1}$ — допустимая кратность минимального тока к. з. по отноше-
нию к номинальному току плавкой вставки предохранителя
или току срабатывания, или номинальному току макси-
мального расцепителя автомата $I_{з1}$;

I_k — наименьшая величина однофазного тока к. з., определяе-
мая по формуле (7-1), а.

В соответствии с требованиями ПУЭ допустимая кратность ми-
нимального тока к. з. должна быть не менее 3 по отношению
к номинальному току плавкой вставки предохранителя и номиналь-

Таблица 7-6

жильного кабеля — стальная полоса^а, Ом/км

ПОЛОСЫ, мм

50×4	50×4	60×4		80×4		100×4, 100×6	100×5, 100×8
250	1 400	300	1 400	400	1 400	500	1 400
100	600	120	600	150	600	200	600
петли, Ом/км							
7,40	7,17	7,14	6,92	6,82	6,59	6,56	6,45
11,37	11,14	11,13	10,91	10,81	10,58	10,56	10,45
5,54	5,31	5,27	5,05	4,95	4,72	4,68	4,57
8,17	7,94	7,92	7,7	7,61	7,38	7,34	7,23
4,11	3,98	3,83	3,61	3,5	3,27	3,22	3,1
5,63	5,4	5,37	5,15	5,05	4,82	4,77	4,66
3,32	3,09	3,04	2,82	2,71	2,48	2,42	2,31
4,24	3,01	3,96	3,74	3,64	3,41	3,36	3,25
2,86	2,63	2,57	2,35	2,24	2,01	1,95	1,84
3,43	3,2	3,15	2,93	2,82	2,59	2,53	2,42
2,64	2,4	2,35	2,13	2,01	1,78	1,73	1,62
3,03	2,8	2,74	2,52	2,41	2,18	2,12	2,01
2,47	2,24	2,19	1,97	1,86	1,63	1,57	1,46
2,74	2,5	2,45	2,23	2,12	1,89	1,83	1,72
2,37	2,4	2,08	1,86	1,75	1,52	1,46	1,35
2,55	2,32	2,26	2,04	1,93	1,7	1,64	1,53
2,29	2,06	2,01	1,79	1,67	1,44	1,38	1,27
2,42	2,19	2,14	1,92	1,8	1,57	1,51	1,40
2,24	2,01	1,96	1,74	1,63	1,4	1,35	1,24
2,35	2,12	2,07	1,85	1,74	1,51	1,45	1,34
2,21	1,98	1,93	1,71	1,60	1,37	1,31	1,2
2,29	2,06	2,01	1,79	1,65	1,47	1,39	1,28
2,18	1,95	1,90	1,68	1,58	1,35	1,28	1,17
2,25	2,02	1,96	1,74	1,64	1,41	1,35	1,24

таблицей является постоянным для указанных в таблице значений тока, так как сопротивление проводника определяется интерполяцией.

ному току расцепителя автоматического выключателя, имеющего обратно зависимую от тока характеристику, и не менее $1,1 K_p$ по отношению к току срабатывания автоматического выключателя, имеющего только электромагнитный расцепитель (K_p — коэффициент, учитывающий разброс характеристик расцепителя по данным завода).

Для сетей, прокладываемых во взрывоопасных помещениях, допустимые кратности тока к. з. увеличиваются до значения 4 по отношению к номинальному току плавкой вставки предохранителя и

Минимальные сечения медных и алюминиевых заземляющих проводников в электроустановках до 1000 в

Наименования проводников	Сечения проводников, мм ²	
	медных	алюминиевых
Голые проводники при открытой прокладке	4	6
Изолированные провода	1,5	2,5
Заземляющие жилы кабелей или многожильных проводов, находящихся в общей защитной оболочке с фазными жилами	1	1,5

6 по отношению к номинальному току расцепителя автоматического выключателя с обратно зависимой от тока характеристикой.

Для сетей, защищаемых только от токов к. з., в необходимых случаях (например, для отстройки от токов самозапуска двигателей) допускается завышение токов плавких вставок предохранителей и уставок расцепителей автоматов по сравнению с величинами, указанными в табл. 4-50, но при этом кратность тока к. з. должна иметь значение не менее 5 по отношению к номинальному току плавкой вставки предохранителя и не менее 1,5 по отношению к току срабатывания электромагнитного расцепителя автомата.

Значения допустимой кратности тока к. з. для различных условий прокладки сети приведены в табл. 7-8.

Пример 7-1. На рис. 7-1 представлена схема четырехпроводной воздушной линии, выполненной алюминиевыми проводами и получающей питание от шин распределительного щита 380/220 в. Нейтраль системы глухо заземлена. Сечения проводов и длины участков линии указаны на рис. 7-1.

Пренебрегая сопротивлением внешней сети до шин щита и сопротивлением трансформатора, проверить действие защитных аппаратов при однофазном к. з. в наиболее удаленных точках линии при условии выполнения требований ПУЭ (см. табл. 4-50) для следующих вариантов:

1. Линия защищена предохранителями с плавкими вставками на номинальный ток 80 а.
2. Линия защищена автоматическим выключателем типа А 3124 с комбинированными расцепителями на номинальный ток 100 а.

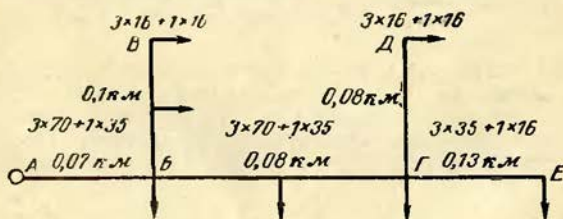


Рис. 7-1. Схема к примеру 7-1.

Значения допустимой минимальной кратности тока к. з. по отношению к току защитного аппарата

Условия прокладки	Допустимая кратность тока к. з. по отношению		
	к номинальному току плавкой вставки предохранителя	к току уставкой срабатывания автоматического выключателя, имеющего только электромагнитный расцепитель (отсечку)	к номинальному току расцепителя автоматического выключателя с обратной зависимой от тока характеристикой
Сеть проложена в невзрывоопасном помещении при условии выполнения требований табл. 4-50	3	$1,1K_p$	3
Сеть проложена в невзрывоопасном помещении при условии, что требования табл. 4-50 не выполняются	5	1,5	—
Сеть проложена во взрывоопасном помещении	4	$1,1K_p$	6

Примечания: 1. K_p — коэффициент, учитывающий разброс характеристик автоматических выключателей с электромагнитным расцепителем.

2. При отсутствии данных завода о гарантируемой точности уставки тока срабатывания автоматического выключателя с электромагнитным расцепителем (отсечка) допускается принимать значение коэффициента K_p для автоматических выключателей на номинальный ток до 100 а равным 1,4, выше 100 а — равным 1,25.

3. При затруднении в выполнении требований, указанных в табл. 7-8, допускается применение быстродействующей защиты от замыкания на землю.

3. Линия защищена автоматическим выключателем типа А 3124 с электромагнитными расцепителями с уставкой тока срабатывания 600 а*.

Решение. Условие срабатывания аппаратов защиты проверяем по формуле (7-5). Определяем сопротивления петли фазного и нулевого проводов линии при однофазном к. з. в такой точке, для которой значение сопротивления будет наибольшим. По табл. 7-3 находим значения удельных сопротивлений петли «фаза — нуль» для сечений участков линии:

$$3 \times 70 + 1 \times 35 \quad z_{\Pi} = 1,53 \text{ ом/км};$$

$$3 \times 35 + 1 \times 16 \quad z_{\Pi} = 3,0 \text{ ом/км};$$

$$3 \times 16 + 1 \times 16 \quad z_{\Pi} = 4,03 \text{ ом/км}.$$

* Соображения, по которым выбран тот или иной аппарат защиты, здесь не рассматриваются. Пример имеет ограниченную цель — показать типичные случаи проверки защитного отключения при однофазном к. з.

Определяем, какая из точек D или E является расчетной. Сопротивление петли между точками G и D

$$4,03 \times 0,08 = 0,323 \text{ ом};$$

сопротивление петли между точками G и E

$$3 \times 0,13 = 0,39 \text{ ом.}$$

Расчетной оказывается точка E . Полное сопротивление петли «фаза — нуль» между точками A и E составляет:

$$Z_{\Sigma} = 1,53(0,07 + 0,08) + 0,39 = 0,62 \text{ ом.}$$

Номинальное фазное напряжение

$$U_{\text{н}} = 220 \text{ в.}$$

Определяем величину однофазного тока при к. з. в наиболее удаленной точке E сети (по условию примера следует принять $Z_{\Sigma} = 0$):

$$I_{\text{к}} = \frac{220}{0,62} = 355 \text{ а.}$$

Проверяем выполнение условия (7-5) для всех трех вариантов защиты линии.

В а р и а н т 1. Допустимая минимальная кратность тока к. з. по отношению к номинальному току плавкой вставки предохранителя согласно табл. 7-8 равна:

$$K_{31} = 3.$$

Отсюда: $3 \cdot 80 = 240 \text{ а} < 355 \text{ а}$.

Таким образом, надежное действие защищающих линию предохранителей обеспечивается.

В а р и а н т 2. Допустимая кратность тока к. з. по отношению к тепловому элементу комбинированного расцепителя, имеющему обратно зависящую от тока характеристику, равна:

$$K_{31} = 3.$$

Отсюда соотношение (7-5)

$$3 \cdot 100 = 300 \text{ а} < 355 \text{ а}$$

выполняется и требуемая ПУЭ степень надежности действия защитного аппарата обеспечивается.

В а р и а н т 3. По данным завода гарантируемая точность уставки для автоматических выключателей типа А 3124 составляет $\pm 15\%$. Приняв в соответствии с указанием табл. 7-8 коэффициент запаса равным 1,1, получим:

$$K_{31} = 1,1 \cdot 1,15 = 1,27;$$

$$1,27 \cdot 600 = 760 \text{ а} > 355 \text{ а.}$$

Надежность действия автоматического выключателя при к. з. в точке E не обеспечивается.

Пример 7-2. В системе с глухо заземленной нейтралью при напряжении 380/220 в линия защищается предохранителями с плавкими вставками на номинальный ток 100 а. Полагая $Z_T=0$, определить наибольшую длину линии, при которой будет обеспечиваться надежное перегорание предохранителей при однофазном к. з. в конце линии для следующих вариантов выполнения линии:

1. Воздушная линия с алюминиевыми проводами сечением $3 \times 50 + 1 \times 25 \text{ мм}^2$.

2. Трехжильный кабель с алюминиевыми жилами сечением $3 \times 50 \text{ мм}^2$ в алюминиевой оболочке, используемой в качестве заземляющего провода.

3. Трехжильный небронированный кабель с алюминиевыми жилами сечением $3 \times 50 \text{ мм}^2$ с заземляющей шиной в виде стальной полосы сечением $50 \times 4 \text{ мм}$.

Решение. По табл. 7-8 определяем минимально допустимую кратность тока к. з.:

$$K_{з1} = 3.$$

Наименьшая допустимая величина однофазного тока к. з.

$$I_k = 3 \cdot 100 = 300 \text{ а.}$$

Учитывая, что по условию примера $Z_T=0$, находим по формуле (7-1) наибольшее допустимое сопротивление «фаза — нуль» линии:

$$Z_n \leq \frac{220}{300} = 0,733 \text{ ом.}$$

Определяем удельное сопротивление 1 км петли «фаза — нуль» для варианта 1 по табл. 7-3

$$z_n = 2,03 \text{ ом/км;}$$

для варианта 2 по табл. 7-5

$$z_n = 1,03 \text{ ом/км;}$$

для варианта 3 по табл. 7-6

$$z_n = 2,74 \text{ ом/км.}$$

Наибольшие допустимые длины линии будут равны:
вариант 1

$$l \leq \frac{0,733}{2,03} = 0,36 \text{ км;}$$

вариант 2

$$l \leq \frac{0,733}{1,03} = 0,71 \text{ км;}$$

вариант 3

$$l \leq \frac{0,733}{2,74} = 0,267 \text{ км.}$$

Наибольшая длина линии обеспечивается применением кабеля с использованием алюминиевой оболочки в качестве заземляющего (нулевого) провода.

РАЗДЕЛ ВОСЬМОЙ

ВЫБОР ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА

«Правилами устройства электроустановок» установлены экономические плотности тока, по которым должны выбираться сечения проводов воздушных линий и жил кабелей.

Экономическая плотность тока определяется из табл. 8-1.

Сечение проводника по условию экономической плотности тока определяется по формуле

$$F_a = \frac{I}{j_a}, \text{ мм}^2, \quad (8-1)$$

где I — расчетный ток линии, а;

j_a — экономическая плотность тока, а/мм², принимаемая по табл. 8-1.

Расчетный ток линии принимается из условий нормальной работы и при определении его не учитывается увеличение тока в линии при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети.

Полученное по (8-1) сечение проводника округляется до ближайшего стандартного сечения.

При пользовании табл. 8-1 необходимо руководствоваться следующим:

1. При максимуме токовой нагрузки в ночное время экономическая плотность тока повышается на 40%.

2. Для изолированных проводов сечением 16 мм² и менее экономические плотности тока увеличиваются на 40%.

3. Для линий с одинаковым сечением проводников по всей длине и различными нагрузками на отдельных участках их (рис. 8-1)

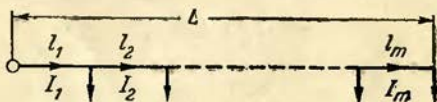


Рис. 8-1. Схема линии с различными токовыми нагрузками участков.

экономическая плотность тока для начального участка увеличивается по сравнению с величинами, указанными в табл. 8-1, в K_y раз; при этом коэффициент увеличения определяется по формуле

$$K_y = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + \dots + I_m^2 l_m}}, \quad (8-2)$$

где I_1, I_2, \dots, I_m — токовые нагрузки отдельных участков линии;

l_1, l_2, \dots, l_m — длины тех же участков линии;

L — полная длина линии.

4. При выборе сечений проводников для питания ряда однотипных взаимно резервируемых электроприемников (например, насосов

Таблица 8-1

Предельная экономическая плотность тока, $a/мм^2$

Наименования проводников	Продолжительность использования максимума нагрузки, ч		
	1 000—3 000	3 000—5 000	более 5 000
Голые провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Таблица 8-2

Среднее число часов использования максимальной нагрузки для различных категорий потребителей и отраслей промышленности

Потребители	Т, ч
<i>По категориям потребителей</i>	
Внутреннее освещение городов	1 500—2 500
Наружное освещение городов	2 000—3 600
Промышленные предприятия, работающие:	
1) в одну смену	2 000—3 000
2) в две смены	3 000—4 500
3) в три смены	4 500—7 000
<i>По отраслям промышленности</i>	
Металлургическая	6 500
Химическая	6 200
Горнорудная	5 000
Машиностроительная	4 000
Бумажная	5 500
Пищевая	5 000
Полиграфическая	3 000
Текстильная	4 500
Обувная	3 000
Деревообрабатывающая	2 500
Холодильная	4 000

**Экономические токи для неизолированных проводов
и кабелей, а**

Марки и сечения проводов и кабелей	Экономический ток, а, при числе часов использо- вания максимума в год		
	более 5 000	3 000—5 000	менее 3 000

Неизолированные провода

А-16	16	18	21
А-25	25	27	32
А-35	35	38	45
А-50	50	55	65
А-70	70	77	91
А-95	95	104	123
А-120	120	132	156
А-150	150	165	195
М-6	11	13	15
М-10	18	21	25
М-16	29	34	40
М-25	45	53	63
М-35	63	73	87
М-50	90	104	125
М-70	126	146	174
М-95	170	199	237
М-120	216	252	300
М-150	271	316	376

*Трехжильные кабели с бумажной изоляцией
С медными жилами*

3×10	20	25	30
3×16	32	40	48
3×25	50	62	75
3×35	70	87	105
3×50	100	125	150
3×70	140	175	210
3×95	190	237	285
3×120	240	300	360
3×150	300	375	450
3×185	370	465	—

С алюминиевыми жилами

3×10	12	14	16
3×16	19	22	26
3×25	30	35	40
3×35	42	49	56
3×50	60	70	80
3×70	84	98	112
3×95	113	132	151
3×120	144	168	192
3×150	180	210	240
3×185	222	260	296

Марка и сечения проводов и кабелей	Экономический ток, а, при числе часов использования максимума в год		
	более 5 000	3 000—5 000	менее 3 000

*Трехжильные кабели с резиновой изоляцией
С медными жилами*

3×10	27	31	35
3×16	43	50	56
3×25	67	77	87
3×35	94	108	122
3×50	134	154	174
3×70	188	216	244

С алюминиевыми жилами

3×10	16	17	19
3×16	26	27	30
3×25	40	43	48
3×35	56	60	67
3×50	80	85	95
3×70	112	119	133

водоснабжения, преобразовательных агрегатов и т. п.) общим числом n , если известно, что все они одновременно не включаются и n_1 из них поочередно находятся в работе, экономическая плотность должна быть увеличена против норм табл. 8-1 умножением на коэффициент

$$K_{\text{т1}} = \sqrt{\frac{n}{n_1}} \quad (8-3)$$

Целесообразность увеличения числа линий или цепей сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения, а также замены существующих проводов проводами больших сечений при росте нагрузки в целях удовлетворения условий экономической плотности тока должна обосновываться только на основании технико-экономических расчетов, методика выполнения которых приведена в разд. 10.

Проверке по экономической плотности тока не подлежат:

- 1) Сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 000 в при числе часов использования максимума нагрузки предприятия до 4 000—5 000;
- 2) все ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1 000 в, а также осветительные сети на промышленных предприятиях, в жилых и общественных зданиях, проверенные по потере напряжения;
- 3) сети временных сооружений, а также устройств с малым сроком службы (3—5 лет);
- 4) сборные шины;
- 5) проводники, идущие к сопротивлениям, пусковым реостатам и т. п.

Для определения среднего числа часов использования максимума нагрузки при отсутствии уточненных данных можно пользоваться

приведенными в табл. 8-2 ориентировочными данными как по категориям потребителей, так и по различным основным отраслям промышленности.

В табл. 8-3 приведены значения тока в линии, обеспечивающего наибольшую экономичность эксплуатации в зависимости от материала и сечения проводов и жил кабелей и годового числа часов использования максимальной нагрузки.

Пример 8-1. Требуется выбрать по экономической плотности тока сечение кабеля 6 кв с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами для питания деревообделочного завода с максимальной токовой нагрузкой 54 а.

Решение. По табл. 8-2 находим среднее число часов использования максимума нагрузки для деревообрабатывающей промышленности: $T = 2500$ ч.

В графе табл. 8-3, соответствующей числу часов использования менее 3000 для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами, определяем, что экономическая плотность тока будет обеспечена при кабеле сечением 3×35 мм².

Пример 8-2. На рис. 8-2 представлена схема воздушной линии городской электросети 380/220 в, выполненной алюминиевыми проводами с одинаковым сечением по всей длине линии.

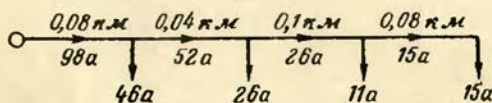


Рис. 8-2. Схема линии к примеру 8-2.

Требуется выбрать сечение проводов, соответствующее экономической плотности тока, при числе часов использования максимума менее 3000.

Решение. Определяем коэффициент увеличения экономической плотности тока для начального участка по (8-2):

$$K_{\gamma} = \sqrt{\frac{98^2 (0,08 + 0,04 + 0,1 + 0,08)}{98^2 \cdot 0,08 + 52^2 \cdot 0,04 + 26^2 \cdot 0,1 + 15^2 \cdot 0,08}} = 1,72.$$

Экономическую плотность тока для линии с одинаковой нагрузкой по всей длине определяем из табл. 8-1 при числе часов использования максимума менее 3000 для алюминиевых голых проводов: $1,3$ а/мм².

Для условий примера экономическая плотность тока с учетом распределения нагрузок вдоль линии получается равной:

$$j_0 = 1,72 \times 1,3 = 2,24 \text{ а/мм}^2.$$

Экономическое сечение линии определяем из (8-1):

$$F_0 = \frac{98}{2,24} = 43,7 \text{ мм}^2.$$

Останавливаемся для проводов линии на ближайшем стандартном сечении 50 мм². Принятое сечение должно быть проверено по условиям нагревания и потери напряжения.

Пример 8-3. Выбрать по экономической плотности тока сечение кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами на 6 кв. питающих электродвигатели насосов. Всего насосных агрегатов три, из которых два являются рабочими, а один — резервным. Расчетный ток каждого кабеля 65 а; число часов использования максимума электродвигателей рабочих насосов 4 000.

Решение. Экономическую плотность тока без учета коэффициента увеличения для условий примера определяем по табл. 8-1: 1,4 а/мм². Коэффициент увеличения, учитывающий число рабочих и резервных линий, находим из (8-3). В нашем случае $n=3$ и $n_1=2$, а коэффициент увеличения получается равным:

$$K_{y1} = \sqrt{\frac{3}{2}} = 1,22.$$

Экономическая плотность тока с учетом режима работы насосных агрегатов составляет $j_a = 1,22 \cdot 1,4 = 1,72$.

Экономическое сечение кабеля

$$F_a = \frac{65}{1,72} = 37,8 \text{ мм}^2.$$

Принимаем для кабелей ближайшее стандартное сечение 35 мм².

РАЗДЕЛ ДЕВЯТЫЙ

ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Потери активной мощности на участке электрической сети, выполненной проводами одинакового сечения, определяются по формуле

$$\Delta P = a_3 N r = a_3 (N_a + N_r) r, \text{ квт.} \quad (9-1)$$

Потери реактивной мощности на участке электрической сети при одинаковом индуктивном сопротивлении линии определяются из формулы

$$\Delta Q = a_3 N x = a_3 (N_a + N_r) x, \text{ квар,} \quad (9-2)$$

где N_a — сумма произведений квадратов активных нагрузок на длины участков сети с этими нагрузками;

N_r — сумма произведений квадратов реактивных нагрузок на длины участков сети с этими нагрузками;

N — сумма произведений квадратов полных нагрузок на длины участков сети с этими нагрузками;

r и x — активное и индуктивное сопротивления линии, ом/км;

a_3 — коэффициент, зависящий от системы тока и принятых единиц измерения.

Значения входящих в формулы (9-1) и (9-2) величин N_a , N_r и N , коэффициента a_3 и единиц измерения их приведены в табл. 9-1.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формулам:

потери активной мощности

$$\Delta P_T = \Delta P_c + \Delta P_{к.з} \beta^2, \text{ кВт}; \quad (9-3)$$

потери реактивной мощности

$$\Delta Q_T = \frac{S_H}{100} (I_{x,x} + U_x \beta^2), \text{ квар}, \quad (9-4)$$

где ΔP_c — потери холостого хода трансформатора (потери в стали), *кВт*;

$\Delta P_{к.з}$ — потери к. з. трансформатора (потери в обмотках) при номинальной нагрузке, *кВт*;

$I_{x,x}$ — ток холостого хода трансформатора, %;

U_x — падение напряжения в реактивном сопротивлении трансформатора, %;

S_H — номинальная мощность трансформатора, *кВА*;

β — коэффициент загрузки трансформатора;

$$\beta = \frac{S}{S_H}, \quad (9-5)$$

где S — фактическая нагрузка трансформатора, *кВА*.

Формула (9-4) для определения потерь реактивной мощности в трансформаторе может быть представлена в виде:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{x,x} + \Delta Q_H \beta^2, \text{ квар}, \quad (9-6)$$

где $\Delta Q_{x,x}$ — потери реактивной мощности в трансформаторе при холостом ходе (потери на намагничивание), *квар*:

$$\Delta Q_{x,x} = \frac{S_H I_{x,x}}{100}, \text{ квар};$$

ΔQ_H — потери реактивной мощности рассеяния в трансформаторе при номинальной нагрузке, *квар*:

$$\Delta Q_H = \frac{S_H U_x}{100}, \text{ квар}.$$

Падение напряжения в реактивном сопротивлении трансформатора определяется по формуле

$$| U_x = \sqrt{U_k^2 - U_r^2}, \text{ \%}, \quad (9-7)$$

где U_k — напряжение к. з. трансформатора, %;

U_r — падение напряжения в активном сопротивлении трансформатора, определяемое из выражения

$$| U_r = \frac{\Delta P_{к.з}}{S_H} \cdot 100, \text{ \%}. \quad (9-8)$$

Для трансформаторов мощностью ≥ 10 *МВА* можно принять $U_x \approx U_k$.

Величины ΔP_c , $\Delta P_{к.з}$, $\Delta Q_{x,x}$ и ΔQ_H для понижающих трансформаторов приведены в табл. 9-2—9-6. В табл. 9-2, 9-3, 9-5 и 9-6 уровень *Б* потерь активной мощности холостого хода относится к трансформаторам, в которых использована электротехническая сталь толщиной 0,35 *мм* марки Э 330 А по ГОСТ 802-58 с жаростойким покрытием и отжигом пластин. В табл. 9-2—9-4 даны значения активных и реактивных сопротивлений трансформаторов, приведенные по отношению к номинальному напряжению обмотки ВН.

Значения и единицы измерения величин, входящих в формулы (9-1) и (9-2)

Система тока	Сумма произведений квадратов нагрузок на длины участков линии						α_3	Единица измерения
	N_a	Единица измерения	N_r	Единица измерения	N	Единица измерения		
Трёхфазный переменный	$\Sigma I_a^2 l$	$a^2 \cdot км$	$\Sigma I_r^2 l$	$a^2 \cdot км$	$\Sigma I^2 l$	$a^2 \cdot км$	$3 \cdot 10^{-3}$	—
	$\Sigma P^2 l$	$квт^2 \cdot км$	$\Sigma Q^2 l$	$квар^2 \cdot км$	$\Sigma S^2 l$	$ква^2 \cdot км$	$\frac{3 \cdot 10^{-3}}{U_H^2}$	$кв^{-2}$
	$\Sigma P^2 l$	$Мвт^2 \cdot км$	$\Sigma Q^2 l$	$Мвар^2 \cdot км$	$\Sigma S^2 l$	$Мва^2 \cdot км$	$\frac{10^3}{U_H^2}$	$кв^{-2}$
Однофазный переменный	$\Sigma I_a^2 l$	$a^2 \cdot км$	$\Sigma I_r^2 l$	$a^2 \cdot км$	$\Sigma I^2 l$	$a^2 \cdot км$	$2 \cdot 10^{-3}$	—
	$\Sigma P^2 l$	$квт^2 \cdot км$	$\Sigma Q^2 l$	$квар^2 \cdot км$	$\Sigma S^2 l$	$ква^2 \cdot км$	$\frac{2 \cdot 10^{-3}}{U_H^2}$	$кв^{-2}$
Постоянный	$\Sigma I^2 l$	$a^2 \cdot км$	0	—	—	—	$2 \cdot 10^{-3}$	—
	$\Sigma P^2 l$	$квт км$	0	—	—	—	$\frac{2 \cdot 10^{-3}}{U_H^2}$	$кв^{-2}$

Технические данные трехфазных двухобмоточных силовых масляных трансформаторов общего назначения мощностью 25—630 *кв*а на напряжение до 35 *кв* (ГОСТ 12022-66)

Номинальная мощность, <i>кв</i> а	Верхний предел номинального напряжения обмотки, <i>кв</i>	Схема и группа соединений обмоток	Потери активной мощности, <i>квт</i>			Напряжение к.з., %	Ток холостого хода, %	Сопrotивления обмоток трансформатора, <i>ом</i>		Потери реактивной мощности, <i>квар</i>	
			холостого хода		к.з.			активное	реактивное	холостого хода	к.з.
			уровень А	уровень Б							
25	10	У/У _н —0	0,105	0,125	0,6	4,5	3,2	96,0	152	0,80	0,95
	10	У/З _н —11	0,105	0,125	0,69	4,7	3,2	110	152	0,80	0,95
40	10	У/У _н —0	0,15	0,18	0,88	4,5	3,0	55,0	98,1	1,20	1,57
	10	У/З _н —11	0,15	0,18	1,0	4,7	3,0	62,5	99,5	1,20	1,59
63	10	У/У _н —0	0,22	0,265	1,28	4,5	2,8	32,3	63,7	1,76	2,53
	10	У/З _н —11	0,22	0,265	1,47	4,7	2,8	37,0	64,8	1,76	2,57
	20	У/У _н —0	0,245	0,29	1,28	5,0	2,8	129	290	1,76	2,88
	20	У/З _н —11	0,245	0,29	1,47	5,3	2,8	148	302	1,76	3,00
100	10	У/У _н —0	0,31	0,365	1,97	4,5	2,6	19,7	40,5	2,60	4,05
	10	У/З _н —11	0,31	0,365	2,27	4,7	2,6	22,7	41,2	2,60	4,12
	35	У/У _н —0	0,39	0,465	1,97	6,5	2,6	241	759	2,60	6,19
	35	У/З _н —11	0,39	0,465	2,27	6,8	2,6	278	785	2,60	6,41

Номинальная мощность, <i>кВа</i>	Верхний предел номинального напряжения обмотки, <i>кВ</i>	Схема и группа соединений обмоток	Потери активной мощности, <i>кВт</i>			Напряжение к. з., %	Ток холостого хода, %	Сопроотивления обмоток трансформатора, <i>Ом</i>		Потери реактивной мощности, <i>квар</i>	
			Холостого хода		к. з.			активное	реактивное	холостого хода	к. з.
			уровень А	уровень Б							
160	10	У/У _н -0	0,46	0,54	2,65	4,5	2,4	10,4	26,2	3,84	6,69
	10	У/Д-11	0,46	0,54	2,65	4,5	2,4	10,4	26,2	3,84	6,69
	10	У/З _н -11	0,46	0,54	3,1	4,7	2,4	12,1	26,8	3,84	6,85
	35	У/У _н -0	0,56	0,66	2,65	6,5	2,4	127	481	3,84	10,1
	35	У/Д-11	0,56	0,66	2,65	6,5	2,4	127	481	3,84	10,1
	35	У/З _н -11	0,56	0,66	3,1	6,8	2,4	148	499	3,84	10,4
250	10	У/У _н -0	0,66	0,78	3,7	4,5	2,3	5,92	17,0	7,25	10,6
	10	У/Д-11	0,66	0,78	3,7	4,5	2,3	5,92	17,0	5,75	10,6
	10	У/З _н -11	0,66	0,78	4,2	4,7	2,3	6,72	17,6	5,75	11,0
	35	У/У _н -0	0,82	0,96	3,7	6,5	2,3	72,5	310	5,75	15,8
	35	У/Д-11	0,82	0,96	3,7	6,5	2,3	72,5	310	5,75	15,8
	35	У/З _н -11	0,82	0,96	4,2	6,8	2,3	82,3	322	5,75	16,5
400	10	У/У _н -0	0,62	1,08	5,5	4,5	2,1	3,44	10,7	8,40	17,1
	10	У _н /Д-11	0,92	1,08	5,5	4,5	2,1	3,44	10,7	8,40	17,1
	10	Д/У _н -11	0,92	1,08	5,9	4,5	2,1	3,69	10,6	8,40	17,0
	35	У/У _н -0	1,15	1,35	5,5	6,5	2,1	42,1	195	8,40	25,4
	35	У/Д-11	1,15	1,35	5,5	6,5	2,1	42,1	195	8,40	25,4
	630	10	У/У _н -0	1,42	1,68	7,6	5,5	2,0	1,91	8,52	12,6
10		У _н /Д-11	1,42	1,68	7,6	5,5	2,0	1,91	8,52	12,6	33,8
10		Д/У _н -11	1,42	1,68	8,5	5,5	2,0	2,14	8,46	12,6	33,6
10		У/У _н -0	1,42	1,68	8,5	5,5	2,0	2,14	8,46	12,6	33,6
35		У/У _н -0	1,7	2,0	7,6	6,5	2,0	23,5	124	12,6	40,2
35		У/Д-11	1,7	2,0	7,6	6,5	2,0	23,5	124	12,6	40,2

197 Примечание. Условные обозначения соединений обмоток (ГОСТ 11577-65): У—звезда; У_н—звезда с выведенной нулевой точкой; З_н—зигзаг с выведенной нулевой точкой; Д—треугольник.

Технические данные трехфазных двухобмоточных силовых масляных трансформаторов общего назначения мощностью 1—80 Мва на напряжение до 35 кВ (ГОСТ 11920-66)

Таблица 9-3

Тип трансформатора	Номинальная мощность, Мва	Верхний предел номинальных напряжений обмоток, кВ		Потери активной мощности, кед		к. з.	Напряжение к.з., %	Ток холостого хода, %	Сопоставление обмоток трансформатора, Ом		Потери реактивной мощности, кедр		к. з.
		ВН	НН	уровень А	уровень Б				активное	реактивное	холостого хода		
												к. з.	
ТМ	1,0	10	0,69	2,1	2,45	12,2	5,5	1,4	1,22	5,36	14,0	53,6	
		10	10,5	2,1	2,45	11,6	5,5	1,4	1,16	5,38	14,0	53,8	
		35	0,69	2,35	2,75	12,2	6,5	1,5	14,9	78,2	15,0	63,8	
		35	10,5	2,35	2,75	11,6	6,5	1,5	14,2	78,3	15,0	64,0	
	1,6	10	0,69	2,8	3,3	18,0	5,5	1,3	0,7	3,36	20,8	86,4	
		10	6,3	2,8	3,3	16,5	5,5	1,3	0,64	3,38	20,8	86,4	
		35	0,69	3,1	3,65	18,0	6,5	1,4	8,61	49,0	22,4	102	
		35	10,5	3,1	3,65	16,5	6,5	1,4	7,90	49,1	22,4	103	
	2,5	10	0,69	3,9	4,6	25,0	5,5	1,0	0,40	2,16	25,0	135	
10		10,5	3,9	4,6	23,0	5,5	1,0	0,38	2,17	25,0	135		
35		0,69	4,35	5,1	25,5	6,5	1,1	4,90	31,5	27,5	161		
	35	10,5	4,35	5,1	23,5	6,5	1,1	4,61	31,5	27,5	161		
4,0	10	6,3	5,45	6,4	33,5	6,5	0,9	0,21	1,61	36,0	258		
	10	10,5	5,7	6,7	33,5	7,5	1,0	2,56	22,8	40,0	298		

Тип трансформатора	Номинальная мощность, Мва	Верхний предел номинальных нагрузочных обмоток, кВ		Потери активной мощности, кет		к. з.	Напряженье к. з., %	Ток холостого хода, %	Сопоставления обмоток трансформатора, Ом		Потери реактивной мощности, кедр		к. з.
		ВН	НН	Ур-вень А	Ур-вень Б				активное	реактивное	холостого хода	к. з.	
ТНМ	6,3	10	10,5	7,65	9,0	46,5	6,5	0,8	0,12	1,03	50,4	407	
		35	10,5	8,0	9,4	46,5	7,5	0,9	1,44	14,5	56,7	470	
		10	0,69	2,1	2,45	12,2	5,5	1,4	1,22	5,36	14,0	53,6	
	1,6	10	6,3	2,8	3,3	16,5	5,5	1,3	0,64	3,38	20,8	86,1	
		35	0,69	3,1	3,65	18,0	6,5	1,3	8,61	49,0	22,4	86,4	
		35	11	3,1	3,65	16,5	6,5	1,4	7,90	49,1	22,4	103	
	2,5	10	0,69	3,9	4,6	25,0	5,5	1,0	0,40	2,16	25,0	135	
		10	6,3	3,9	4,6	23,5	5,6	1,0	0,38	2,17	25,0	135	
		35	0,69	4,35	5,1	25,0	6,5	1,1	4,90	31,5	27,5	161	
	4,0	10	11	4,35	5,1	23,5	6,5	1,1	4,61	31,5	27,5	161	
		10	6,3	5,45	6,4	33,5	6,5	0,9	0,21	1,61	36,0	258	
		35	11	5,7	6,7	33,5	7,5	1,0	2,56	22,8	40,0	298	
6,3	10	6,3	7,65	9,0	46,5	6,5	0,8	0,12	1,03	50,4	407		
	35	11	8,0	9,4	46,5	7,5	0,9	1,44	14,5	56,7	470		
	10	0,69	2,1	2,45	12,2	5,5	1,4	1,22	5,36	14,0	53,6		

Тип трансформатора	Номинальная мощность, <i>Мва</i>	Верхний предел номинальных напряжений обмоток, <i>кв</i>		Потери активной мощности, <i>квт</i>		к. з.	Напряжение к.з., %	Ток холостого хода, %	Сопроотивления обмоток трансформатора, <i>ом</i>		Потери реактивной мощности, <i>квар</i>	к. з.
		ВН	НН	уровень А	уровень Б				активное	реактивное		
ТД	10	38,5	10,5	12,3	14,5	65,0	7,5	0,8	0,96	11,1	80,0	747
	16	38,5	10,5	17,8	21,0	90,0	8	0,75	0,52	7,39	120	1277
	40	38,5	10,5	33,0	39,0	180	8,5	0,65	0,17	3,15	260	3395
ТДЦ	80	38,5	10,5	55,0	65,0	330	9	0,6	0,08	1,67	480	7192
ТДН	10	36,75	10,5	12,3	14,5	65	8	0,8	0,88	10,8	80,0	797
	16	36,75	10,5	17,8	21,0	90	8	0,75	0,47	6,73	120	1277
	25	36,75	10,5	24,5	29,0	125	8	0,7	0,27	4,31	175	1996
ТМ	1,0	6,3	0,525	2,3	2,75	12,2	8	1,5	0,48	3,14	15,0	79,1
ТМН	6,3	10	3,15	8,0	9,4	46,5	8	0,9	0,12	1,26	56,7	502

Тип трансформатора	Номинальная мощность, <i>Мва</i>	Верхний предел номинальных напряжений обмоток, <i>кв</i>		Потери активной мощности, <i>квт</i>			Напряжение, к.з., %	Ток холостого хода, %	Сопротивления обмоток трансформатора, <i>ом</i>		Потери реактивной мощности, <i>квар</i>	
		ВН	НН	холостого хода		к. з.			активное	реактивное	холостого хода	к. з.
				уровень А	уровень Б							
ТДНС	10	36,75	6,3	12,3	14,5	85	14	0,8	1,14	18,8	80	1 600
ТДНС	16	36,75	6,3	17,8	21,0	105	10	0,75	0,55	8,4	120	1 600
ТРДН	25	36,75	10,5	24,5	29,0	145	ВН—НН 9,5 НН ₁ —НН ₂ не менее 15	0,7	—	—	—	—
ТРДН	32	36,75	10,5	28,0	33,0	По техническим условиям	ВН—НН, 11,5 НН ₁ —НН ₂ не менее 20	0,7	—	—	—	—
	40	36,75	10,5	33,0	39,0	То же	ВН—НН 18,5 НН ₁ —НН ₂ не менее 14	0,65	—	—	—	—
	63	36,75	10,5	48,0	55,0	280	ВН—НН 11,5 НН ₁ —НН ₂ не менее 20	0,6	—	—	—	—

Примечание. Для трансформаторов с повышенными значениями напряжений к. з. последние нормированы временно.

Технические данные трехфазных двухобмоточных силовых масляных трансформаторов общего назначения мощностью до 31,5 кВа на напряжение до 110 кВ (ГОСТ 401-41)

Номинальная мощность, Мва	Верхний предел номинального напряжения обмоток, кВ		Потери, кВт		Потеря напряжения при номинальной нагрузке и $\cos\varphi=1$, %	Напряжени-е к. з., %	Ток холостого хода, %	Сопротивления обмоток трансформатора, Ом		Потери реактивной мощности, кВар	
	ВН	НН	холостого хода	к. з.				активное	реактивное	холостого хода	к. з.
0,005	6,3	0,4	0,06	0,185	3,8	5,5	10	294	323	0,50	0,20
0,01	6,3	0,4	0,105	0,335	3,45	5,5	10	133,0	173	1,00	0,44
	10	0,4	0,140	0,335	3,45	5,5	10	335	436	1,00	0,44
0,02	6,3	0,4	0,18	0,6	3,1	5,5	9	59,5	91,5	1,80	0,92
	10	0,4	0,22	0,6	3,1	5,5	10	150	230	2,00	0,92
0,03	6,3	0,4	0,25	0,85	2,95	5,5	8	37,5	62,4	2,40	1,41
	10	0,4	0,3	0,85	2,95	5,5	9	94,4	157	2,70	1,41
0,05	6,3	0,525	0,35	1,325	2,75	5,5	7	21,0	38,3	3,50	2,41
	10	0,4	0,44	1,325	2,75	5,5	8	53,0	96,4	4,00	2,41
	35	0,4	0,54	1,325	2,85	6,5	9	649	1454	4,50	2,97
0,75	6,3	0,525	0,49	1,875	2,6	5,5	6,5	13,0	2,91	4,88	4,12
	10	0,4	0,59	1,875	2,6	5,5	7,5	33,0	7,33	5,63	4,12
0,1	6,3	0,525	0,6	2,4	2,5	5,5	6,5	9,53	19,6	6,50	4,95
	10	0,525	0,73	2,4	2,5	5,5	7,5	24,0	49,5	7,50	4,95
	35	0,525	0,9	2,4	2,6	6,5	8	294	740	8,00	6,04

Номинальная мощность, Мва	Верхний предел номинального напряжения обмоток, кВ		Потери, кВт		Потеря напряжения при номинальной нагрузке и $\cos\varphi=1$, %	Напряжения к.з., %	Ток холостого хода, %	Сопротивления обмоток трансформатора, Ом		Потери реактивной мощности, квар	
	ВН	НН	холостого хода	к. з.				активное	реактивное	холостого хода	к. з.
0,135	6,3	0,525	0,83	3,07	2,4	5,5	6,5	6,69	14,7	8,78	6,76
	10	0,525	1,0	3,15	2,46	5,5	7,5	17,3	36,9	10,2	6,72
0,18	6,3	0,525	1,0	4,0	2,35	5,5	6	4,90	11,1	10,8	9,06
	10	0,525	1,2	4,1	2,4	5,5	7	12,7	27,8	12,6	9,01
	10	3,15	1,5	4,1	2,4	5,5	8	12,7	27,8	14,4	9,01
	35	10,5	1,5	4,1	2,45	6,5	8	155	414	14,4	11,0
0,24	6,3	0,525	1,4	4,9	2,17	5,5	6	3,38	8,45	14,4	13,3
	10	0,525	1,6	5,1	2,25	5,5	7	8,85	21,1	16,8	12,2
0,32	6,3	0,525	1,6	6,07	2,05	5,5	6	2,35	6,40	19,2	16,5
	10	0,525	1,9	6,2	2,05	5,5	7	6,05	16,1	22,4	16,5
	10	3,15	2,3	6,2	2,05	5,5	7,5	6,05	16,1	24,0	16,5
	35	10,5	2,3	6,2	2,15	6,5	7,5	74,1	238	24,0	19,9
0,42	10	0,525	2,1	7,7	1,96	5,5	6,5	4,37	12,4	27,3	21,8
0,56	10	0,525	2,5	9,4	1,8	5,5	6	3,00	9,35	33,6	29,3
	10	6,3	3,35	9,4	1,8	5,5	6,5	3,00	9,35	36,4	29,3
	35	10,5	3,35	9,4	1,85	6,5	6,5	36,7	137	36,4	35,2

Номинальная мощность, <i>Мва</i>	Верхний предел номинального напряжения обмоток, <i>кв</i>		Потери, <i>квт</i>		Потеря напряжения при номинальной нагрузке и $\cos\varphi=1$, %	Напряжение к. з. %	Ток холостого хода, %	Сопrotивления обмоток трансформатора, <i>ом</i>		Потеря реактивной мощности, <i>квар</i>	
	ВН	НН	холостого хода	к. з.				активное	реактивное	холостого хода	к. з.
0,75	10	0,525	4,1	11,9	1,73	5,5	6	2,12	7,02	45,0	39,5
1,0	10	6,3	4,9	15,0	1,64	5,5	5	1,50	5,29	50,0	52,9
	35	10,5	5,1	15,0	1,7	6,5	5,5	18,4	77,5	55,0	63,2
1,35	10	6,3	6,0	19,5	1,59	5,5	5	1,07	3,93	67,5	71,6
	35	10,5	6,5	19,5	1,65	6,5	5,5	13,1	57,5	74,3	85,6
1,8	10	6,3	8,0	24,0	1,47	5,5	4,5	0,74	2,96	81,0	96,0
	35	10,5	8,3	24,0	1,53	6,5	5	9,07	43,3	90,0	115
2,4	10	6,3	9,2	31,5	1,45	5,5	4,5	0,55	2,23	108	128
	35	10,5	10,0	31,5	1,51	6,5	5	6,70	32,5	120	153
3,2	10	6,3	11,0	37,0	1,3	5,5	4	0,36	1,68	128	172
	38,5	10,5	11,5	37,0	1,4	7	4,5	5,36	32,0	144	221
	121	38,5	16,6	39,5	1,78	10,5	4,5	56,5	447	144	334
4,2	10	6,3	14,0	47	1,27	5,5	4	0,27	1,28	168	226
	35	10,5	14,5	47	1,4	7	4,5	3,26	20,2	189	290

Номинальная мощность, <i>Мва</i>	Верхний предел номинального напряжения обмоток, <i>кв</i>		Потери, <i>квт</i>		Потеря напряжения при номинальной нагрузке и $\cos\varphi=1$, %	Напряжение к. з., %	Ток холостого хода, %	Сопровождающие обмотки трансформатора, <i>ом</i>		Потеря реактивной мощности, <i>квар</i>	
	ВН	НН	холостого хода	к. з.				активное	реактивное	холостого хода	к. з.
5,6	10	6,3	18,0	56	1,11	5,5	4	0,18	0,97	224	303
	38,5	10,5	18,5	57	1,3	7,5	4,5	2,69	19,7	252	416
	121	38,5	25,5	62,5	1,67	10,5	4,5	29,2	273	252	385
7,5	38,5	11	24	75	1,25	7,5	3,5	1,98	14,7	253	557
	121	38,5	33	77	1,58	10,5	4	20,0	204	300	784
10	38,5	11	29	92	1,2	7,5	3	1,36	11,0	300	744
	121	38,5	38,5	97,5	1,53	10,5	3,5	14,3	153	350	1 046
15	38,5	11	39	122	1,1	8	3	0,80	7,86	450	1 194
	121	38,5	50	133	1,44	10,5	3,5	8,65	102	525	1 569
20	38,5	11	48	148	1,0	8	2,5	0,55	5,90	500	1 593
	121	38,5	60	163	1,37	10,5	3	5,97	76,6	600	2 094
31,5	38,5	11	73	180	0,9	8	2,2	0,27	3,75	693	2 514
	121	38,5	86	200	1,19	10,5	2,7	2,95	48,7	851	3 301

Технические данные трехфазных двухобмоточных масляных трансформаторов общего назначения мощностью 2,5—80 Мва на напряжение до 110 кВ с РПН (ГОСТ 12965-67)

Тип трансформатора	Номинальная мощность, Мва	Сочетание напряжений обмоток, кВ		Потери, кат			Напряжение к. з., %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	холостого хода		к. з.		
				уровень А	уровень Б			
ТМН	2,5	110	6,6; 11; 22	5	6,5	22	10,5	1,5
	6,3	115	6,6; 11; 22; 38,5	10	13	50	10,5	1,0
ТДН	10	115	6,6; 11; 22; 38,5	14	18	60	10,5	0,9
	16	115	6,6; 11; 22; 38,5	21	26	85	10,5	0,85
ТРДН	25	115	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5; 22; 38,5	29	36	120	10,5	0,8
	32	115	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5; 22; 38,5	35	44	145	10,5	0,75
	40	115	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5; 22; 38,5	42	52	175	10,5	0,7
ТРДЦН	63	115	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5; 22; 38,5	59	73	260	10,5	0,65
	80	115	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5; 22; 38,5	70	89	315	10,5	0,6

Примечание. Трансформаторы с расщепленными обмотками имеют мощность: ВН—100%, НН₁ и НН₂—по 50%.

Таблица 9-6

Технические данные трехфазных трехобмоточных масляных трансформаторов общего назначения мощностью 6,3—80 Мва на напряжение до 110 кВ с РПН (ГОСТ 12965-67)

Тип трансформатора	Номинальная мощность, Мва	Сочетание напряжений обмоток, кВ			Потери, кат			Ток холостого хода, %
		ВН	СН	НН	холостого хода		к. з.	
					уровень А	уровень Б		
ТМТН	6,3	115	22; 38,5	6,6; 11	14	17	60	1,2
ТДТН	10	115	22; 38,5	6,6; 11	19	23	80	1,1
	16	115	22; 38,5	6,6; 11	26	32	105	1,05
ТДТН	25	115	11 22; 38,5	6,6 6,6; 11	36	45	145	1,0
	40	115	11 22; 38,5	6,6 6,6; 11	50	63	230	0,9
	63	115	38,5	6,6; 11	70	87	310	0,85
ТДЦТ	80	115	38,5	6,6; 11	82	102	390	0,8

Примечания. 1. Каждая обмотка рассчитана на полную номинальную мощность трансформатора.

2. Напряжения к. з. между обмотками: ВН СН—10,5%, ВН НН—17%, и СН НН—6%. Для трансформаторов мощностью 16, 40 и 80 Мва напряжения к. з. могут составлять: ВН СН—17%, ВН НН—10,5% и СН НН—6%.

Для других номинальных напряжений обмоток сопротивления пересчитываются по формулам:

$$R' = \left(\frac{U'_n}{U_n} \right)^2 R, \text{ ом};$$

$$X' = \left(\frac{U'_n}{U_n} \right)^2 X, \text{ ом},$$

где U_n — номинальное напряжение обмотки, указанное в табл. 9-2—9-4, кВ;

U'_n — номинальное напряжение обмотки, по отношению к которому пересчитываются сопротивления, кВ;

R и X — соответственно активное и реактивное сопротивления трансформатора, определяемые по табл. 9-2—9-4, ом.

Потери электроэнергии в сети определяются по формуле

$$\Delta A = \Delta P_6 \tau, \text{ квт} \cdot \text{ч}, \quad (9-9)$$

где ΔP_6 — наибольшие потери мощности в сети, квт;

τ — число часов максимальных потерь, определенное в зависимости от годового графика нагрузки.

Потери электроэнергии в трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta A = \Delta P_{ct} t_\tau + \Delta P_{к.з} \beta^2 \tau, \text{ квт} \cdot \text{ч}, \quad (9-10)$$

где t_τ — число часов работы трансформатора.

Число часов максимальных потерь, если известен годовой график нагрузки, может быть определено по формуле

$$\tau = \frac{\Sigma S^2 t}{S_6^2}, \text{ ч/год}, \quad (9-11)$$

где $\Sigma S^2 t$ — сумма произведений квадратов полных нагрузок на годовую продолжительность каждой из них, вычисленная для всего годового графика нагрузок рассматриваемого элемента сети;

S_6 — наибольшая полная нагрузка элемента сети.

Для типичного графика, имеющего сниженные нагрузки ночью и утренний и вечерний максимумы, число часов максимальных потерь согласно данным института Энергосетьпроект в зависимости от числа часов использования максимума может определяться по табл. 9-7.

Пример 9-1. Определить годовые потери электроэнергии в трансформаторе типа ТМ мощностью 6,3 Мва с напряжением высшей стороны 10 кВ, если трансформатор включен постоянно и годовой график его нагрузки представлен на рис. 9-1.

Решение. Годовые потери электроэнергии в трансформаторе определяем по (9-10).

По табл. 9-3 находим потери активной мощности в трансформаторе при холостом ходе для уровня Б:

$$\Delta P_6 = 9 \text{ квт}$$

и нагрузочные потери (потери к. з.) при номинальной нагрузке трансформатора:

$$\Delta P_{к.з} = 46,5 \text{ квт}.$$

По условию примера годовое число часов работы трансформатора

$$t_{\tau} = 8760.$$

Коэффициент загрузки трансформатора при наибольшей нагрузке составляет:

$$\beta = \frac{4,5}{6,3} = 0,715.$$

Число часов максимальных потерь определяем из графика на рис. 9-1, подставив в (9-11) значения нагрузок трансформатора

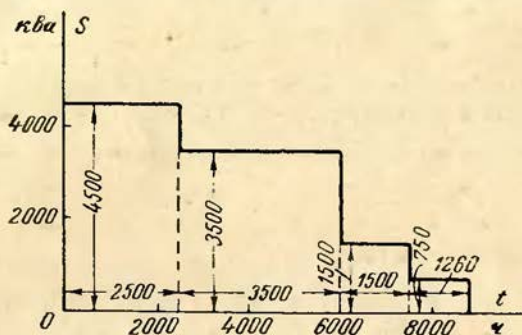


Рис. 9-1. Годовой график нагрузки к примеру 9-1.

в мегавольт-амперах и соответствующие им продолжительности работы в тысячах часов:

$$\tau = \frac{4,5^2 \cdot 2,5 + 3,5^2 \cdot 3,5 + 1,5^2 \cdot 1,5 + 0,75^2 \cdot 1,26}{4,5^2} \cdot 10^3 = 4830 \text{ ч.}$$

Подставив числовые значения в (9-10), определим годовые потери энергии в трансформаторе:

$$A = 9 \cdot 8760 + 46,5 \cdot 0,715^2 \cdot 4830 = 183800 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Пример 9-2. На рис. 9-2 представлена схема линии 6 кВ с указанием длин участков линии (км) и расчетных (наибольших) нагрузок

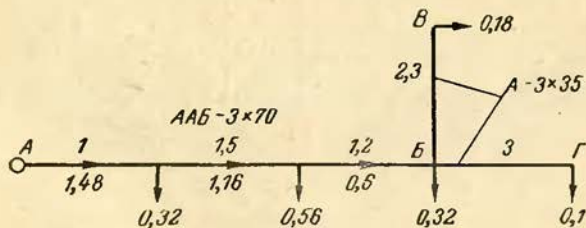


Рис. 9-2. Схема линии к примеру 9-2.

(Мва). Магистраль АБ выполнена кабелем с алюминиевыми жилами сечением $3 \times 70 \text{ мм}^2$, а ответвления БВ и БГ — воздушной линией с алюминиевыми проводами сечением 35 мм^2 .

Определить годовые потери электроэнергии в сопротивлениях проводов и кабелей линии, если годовая продолжительность использования максимума нагрузок составляет 3000 ч и график нагрузок является типичным (имеются утренний и вечерний максимумы и снижение нагрузки в ночное время).

Решение. Наибольшие потери мощности в сопротивлениях проводов и кабелей линии находим по (9-1), в которой значение коэффициента α_3 определяется из табл. 9-1:

$$\alpha_3 = \frac{10^3}{6^2} = 27,8.$$

Удельные сопротивления участков линии находим по табл. 5-1: для алюминиевого кабеля сечением 70 мм^2 — $0,46 \text{ ом/км}$; для алюминиевого провода сечением 35 мм^2 — $0,92 \text{ ом/км}$.

Определяем значение величины N для магистрали АБ:

$$N_{AB} = 1,48^2 \cdot 1 + 1,16^2 \cdot 1,5 + 0,6^2 \cdot 1,2 = 4,64 \text{ Мва}^2 \cdot \text{км};$$

для ответвлений БВ и БГ

$$N_{B(B+Г)} = 0,18^2 \cdot 2,3 + 0,1^2 \cdot 3 = 0,105 \text{ Мва}^2 \cdot \text{км}.$$

Из (9-1) находим наибольшие потери мощности в сети:

$$\Delta P_0 = 27,8(4,64 \cdot 0,46 + 0,105 \cdot 0,92) = 86,2 \text{ квт}.$$

По табл. 9-7 в зависимости от продолжительности использования максимума $T=3000$ ч находим значение числа часов максимальных потерь $\tau=1300$. Величину потерь электроэнергии определяем по (9-9):

$$\Delta A = 86,2 \cdot 1300 = 112000 \text{ квт} \cdot \text{ч}.$$

Таблица 9-7

Число часов максимальных потерь

Число часов использования максимума	3 000	3 500	4 000	4 500	5 000
Число часов максимальных потерь	1 300	1 650	2 000	2 500	3 000
Число часов использования максимума	5 500	6 000	6 500	7 000	7 500
Число часов максимальных потерь	3 650	4 300	5 000	5 700	6 450

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Экономические показатели являются решающими при технико-экономической оценке вариантов выполнения сети.

При выборе варианта должны также анализироваться натуральные качественные показатели (потери энергии, затраты цветного металла и т. п.), причем в случае равноценности вариантов в отношении стоимостных показателей предпочтение отдается варианту с лучшими качественными показателями.

Технико-экономическая оценка вариантов должна производиться в соответствии с «Методикой технико-экономических расчетов в энергетике», утвержденной постановлением Государственного комитета Совета Министров СССР по науке и технике 12 октября 1966 г. При оценке сравнительной экономичности двух или нескольких вариантов для каждого из сопоставляемых вариантов должна быть определена общая величина затрат.

Наиболее экономичному варианту соответствует наименьшая величина затрат, определяемых по формуле

$$Z = p_n K + И, \text{ руб.}, \quad (10-1)$$

где Z — общая величина затрат, руб.;

$И$ — годовые издержки эксплуатации, руб.;

p_n — нормативный коэффициент эффективности, который для всех расчетов в области энергетики принимают равным 15;

K — капитальные вложения, руб.

В состав годовых эксплуатационных издержек $И$ входят амортизационные отчисления (расходы на реновацию и капитальный ремонт), стоимость потерь электрической энергии в сети, прямая заработная плата рабочих и служащих, расходы на текущий ремонт, отчисления на социальное страхование, накладные расходы и т. п.

Годовые эксплуатационные издержки для электротехнического сооружения могут быть определены по формуле

$$И = (p_p + p_k + p_o) K + C_a, \text{ руб.}, \quad (10-2)$$

где p_p — коэффициент годовых отчислений на реновацию сооружения (реновация — полное восстановление сооружения после истечения срока его службы);

p_k — то же на капитальный ремонт сооружения;

p_o — то же на прямые расходы по обслуживанию и текущему ремонту сооружения;

C_a — стоимость потерь электрической энергии, руб.

С учетом (10-2) затраты могут быть представлены формулой

$$Z = p K + C_a, \text{ руб.}, \quad (10-3)$$

где p — суммарные годовые отчисления от основных вложений (капитальных затрат):

$$p = p_n + p_p + p_k + p_o. \quad (10-4)$$

Амортизационные отчисления на реновацию до момента расходования их по прямому назначению на данном объекте могут быть использованы на других участках народного хозяйства. В связи с этим коэффициент отчислений на реновацию следует определять

**Нормы амортизационных отчислений для сооружений
электропередачи, силового электрооборудования
и распределительных устройств**

Наименование сооружений	Нормы амортизации, %	
	на ренова- цию P'_p	на капи- тальный ремонт P_K
Воздушные линии электропередачи		
1. На металлических и железобетонных опорах		
Напряжение:		
до 22 кв	2,5	1,0
35—160 кв	2	0,8
220 кв и выше	1,6	0,64
2. На опорах из пропитанной древесины с же- лезобетонными приставками		
Напряжение:		
до 22 кв	3,3	2,0
35—160 кв	2,64	1,6
220 кв и выше	2,11	1,28
3. На опорах из пропитанной древесины		
Напряжение:		
до 22 кв	4,12	2,5
35—160 кв	3,3	2,0
4. На опорах из непропитанной древесины		
Напряжение:		
до 22 кв	5,15	3,13
35—160 кв	4,12	2,5
Кабельные линии		
1. Проложенные в земле и под водой		
Напряжение:		
до 10 кв	2,5	0,5
35 кв	3,13	1,0
80 кв и выше	2,0	0,25
2. Проложенные в помещении		
Напряжение:		
до 10 кв	2,0	0,4
35 кв	2,5	0,8
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства		
Электродвигатели		
1. Работа в одну смену		
Мощность:		
до 100 квт	6,5	2,96
свыше 100 квт	3,8	2,88
2. Работа в две смены		
Мощность:		
до 100 квт	6,5	3,7
свыше 100 квт	3,8	3,6

Наименование сооружений	Нормы амортизации, %	
	на реновацию P'_p	на капитальный ремонт P_k
3. Работа в три смены		
Мощность:		
до 100 квт	6,5	4,44
свыше 100 квт	3,8	4,32
Электродвигатели при работе в агрессивной среде, при высокой температуре, в условиях повышенных влажности и загрязненности		
1. Работа в одну смену		
Мощность:		
до 100 квт	9,75	4,44
свыше 100 квт	5,7	4,32
2. Работа в две смены		
Мощность:		
до 100 квт	9,75	5,55
свыше 100 квт	5,7	5,4
3. Работа в три смены		
Мощность:		
до 100 квт	9,75	6,65
свыше 100 квт	5,7	6,48
Дизель-генераторы		
1. Работа в одну смену		
Скорость вращения:		
до 500 об/мин	3,3	2,8
500 об/мин и выше	5,0	2,8
2. Работа в две смены		
Скорость вращения:		
до 500 об/мин	3,3	3,5
500 об/мин и выше	5,0	3,5
3. Работа в три смены		
Скорость вращения:		
до 500 об/мин	3,3	4,2
500 об/мин и выше	5,0	4,2
Регулирующие приборы и устройства . . .	10	2

по формуле

$$P_p = \frac{P_n}{(1 + P_n)^{\frac{1}{P'_p}} - 1}, \quad (10-5)$$

где P'_p — коэффициент отчислений на реновацию, определяемый в соответствии с «Нормами амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР», утвержденными постановлением Совета Министров СССР от 1 сентября 1961 г. (табл. 10-1).

Ежегодные отчисления от основных капитальных вложений, %

Наименование	Нормативный коэффициент эффективности P_n	Отчисления на амортизацию		Расходы на эксплуатацию и текущий ремонт P_o	Всего P
		реновация P_p	капитальный ремонт P_k		
Воздушные линии электропередачи					
1. На металлических и железобетонных опорах					
Напряжение:					
до 22 кв	15	0,06	1	2**	18,06
35—160 кв	15	0,01	0,8	$\frac{0,4(1,0)^*}{0,2(0,7)}$	$\frac{16,21(16,81)}{16,01(16,51)}$
220 кв и выше	15	0	0,64	$\frac{0,36(0,76)^*}{0,16(0,46)}$	$\frac{16(16,4)}{15,8(16,1)}$
2. На опорах из пропитанной древесины с железобетонными приставками					
Напряжение:					
до 22 кв	15	0,22	2	3**	20,22
35—160 кв	15	0,08	1,6	0,9(1,4)*	17,58(18,08)
220 кв и выше	15	0,02	1,28	0,72(0,92)*	17,02(17,22)
3. На опорах из пропитанной древесины					
Напряжение:					
до 22 кв	15	0,52	2,5	4**	22,02
35—160 кв	15	0,22	2	4**	21,22
4. На опорах из непропитанной древесины					
Напряжение:					
до 22 кв	15	1,06	3,13	4**	23,19
35—160 кв	15	0,52	2,5	4**	22,02

 Наименование

Кабельные линии

1. Проложенные в земле и под водой

Напряжение:

 до 10 кв
 35 кв
 80 кв и выше

2. Проложенные в помещении

Напряжение:

 до 10 кв
 35 кв

**Силовое электротехническое оборудование,
распределительные устройства и подстанции**

Напряжение:

 до 20 кв
 35—150 кв
 220 кв и выше

Электродвигатели

1. Работа в одну смену

Мощность:

 до 100 квт
 свыше 100 квт

Продолжение табл. 10-2

Нормативный коэффициент эффективности P_H	Отчисления на амортизацию		Расходы на эксплуатацию и текущий ремонт P_0	Всего p
	реновация P_P	капитальный ремонт P_K		
15	0,06	0,5	2**	17,56
15	0,18	1,0	2*	18,18
15	0,01	0,25	2*	17,26
15	0,01	0,4	2**	17,41
15	0,06	0,8	2**	17,86
15	0,22	3	4**	22,22
15	0,22	3	2*	20,22
15	0,22	3	1*	19,22
15	1,98	2,96	3,5***	23,44
15	0,39	2,88	3***	21,27

Наименование	Нормативный коэффициент эффективности P_H
2. Работа в две смены	
Мощность:	
до 100 <i>квт</i>	15
свыше 100 <i>квт</i>	15
3. Работа в три смены	
Мощность:	
до 100 <i>квт</i>	15
свыше 100 <i>квт</i>	15
Электродвигатели при работе в агрессивной среде, при высокой температуре, в условиях повышенных влажности и загрязненности	
1. Работа в одну смену	
Мощность:	
до 100 <i>квт</i>	15
свыше 100 <i>квт</i>	15
2. Работа в две смены	
Мощность:	
до 100 <i>квт</i>	15
свыше 100 <i>квт</i>	15
3. Работа в три смены	
Мощность:	
до 100 <i>квт</i>	15
свыше 100 <i>квт</i>	15

Продолжение табл. 10-2

Отчисления на амортизацию		Расходы на эксплуатацию и текущий ремонт <i>P_о</i>	Всего <i>p</i>
реновация <i>P_р</i>	капитальный ремонт <i>P_к</i>		
1,98	3,7	4***	24,68
0,39	3,6	3,5***	22,49
1,98	4,44	5***	26,42
0,39	4,32	4,5***	24,21
4,69	4,44	—	—
1,41	4,32	—	—
4,69	5,55	—	—
1,41	5,4	—	—
4,69	6,65	—	—
1,41	6,48	—	—

Наименование	Нормативный коэффициент эффективности P_H	Отчисления на амортизацию		Расходы на эксплуатацию и текущий ремонт P_0	Всего p
		реновация P_R	капитальный ремонт P_K		
Дизель-генераторы					
1. Работа в одну смену					
Скорость вращения:					
до 500 об/мин	15	0,22	2,8	—	—
500 об/мин и выше	15	0,97	2,8	—	—
2. Работа в две смены					
Скорость вращения:					
до 500 об/мин	15	0,22	3,5	—	—
500 об/мин и выше	15	0,97	3,5	—	—
3. Работа в три смены					
Скорость вращения:					
до 500 об/мин	15	0,22	4,2	—	—
500 об/мин и выше	15	0,97	4,2	—	—
Регулирующие приборы и устройства	15	4,92	2	3***	24,92

* Значения отчислений на обслуживание и текущий ремонт по данным ВГПИ Энергосетьпроект. Для металлических и железобетонных опор в числителе указаны значения отчислений для одноцепных, в знаменателе — для двухцепных опор. В скобках приведены соответствующие значения для районов с загрязненной атмосферой.

** Значения отчислений на обслуживание по данным Гипрокоммунэнерго.

*** Значения отчислений на обслуживание приведены в пределах, указанных в [Л. 21].

Примечания: 1. Отчисления на амортизацию даны в соответствии с „Нормами амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР“, утвержденными постановлением Совета Министров СССР от 1 сентября 1961 г. № 802 (введены в действие с 1 января 1963 г.).

2. Значения отчислений на реновацию определены в соответствии с „Методикой технико-экономических расчетов в энергетике, утвержденной постановлением ГК Совета Министров СССР по науке и технике 12 октября 1966 г.

Коэффициенты годовых отчислений на реновацию, капитальный ремонт и обслуживание для линий электрических сетей в зависимости от их конструктивного выполнения для трансформаторных подстанций, распределительных устройств и силового электрооборудования приведены в табл. 10-2. В этой таблице величины отчислений на реновацию вычислены по формуле (10-5) и данным табл. 10-1.

В общем случае при наличии элементов сооружения с различными значениями суммарных годовых отчислений затраты определяются по формуле

$$Z = \Sigma pK + C_3, \text{ руб.} \quad (10-6)$$

При определении суммарных затрат для объекта, сооружение которого осуществляется по этапам развития, необходимо предусматривать приведение всех затрат к одному моменту развития объекта.

Приведенные затраты определяются по формуле

$$Z = \sum_{t=1}^T Z_t a^t, \text{ руб.}, \quad (10-7)$$

где a — коэффициент приведения, равный 0,87;

T — число лет расчетного периода развития объекта;

Z_t — затраты t -го года развития объекта, руб.:

$$Z_t = (\Sigma pK)_t + \Delta C_{3,t}, \text{ руб.} \quad (10-8)$$

В формуле (10-8):

$(\Sigma pK)_t$ — ежегодные отчисления от средств, вложенных в объект в t -м году, руб.;

$\Delta C_{3,t}$ — изменение стоимости потерь в t -м году по сравнению с $(t-1)$ -м годом, руб.

Для первого года эксплуатации объекта под $\Delta C_{3,1}$ следует понимать полную стоимость потерь электрической энергии в этом году.

Стоимость потерь электрической энергии определяется по формуле

$$C_3 = \delta (\alpha K_M \Delta P_M + \beta \Delta A), \text{ руб.}, \quad (10-9)$$

где ΔP_M — наибольшие потери активной мощности, кВт;

ΔA — годовые потери электрической энергии, кВт·ч;

K_M — коэффициент совпадения расчетной нагрузки проектируемого объекта с максимумом энергосистемы; принимается в зависимости от графиков нагрузки объекта и энергосистемы (при совпадении максимумов $K_M = 1$);

α — удельные затраты, обусловленные необходимостью расширения электростанций для компенсации потерь мощности, руб/кВт;

β — удельные затраты на расширение топливной базы для выработки дополнительной энергии и на оплату ее выработки, руб/кВт·ч;

δ — коэффициент, учитывающий увеличение стоимости электроэнергии в зависимости от удаленности данного объекта от источника питания.

Значения α и β для различных энергосистем СССР на 1970—1975 гг. приведены в табл. 10-3.

Значения коэффициента δ для ориентировочных расчетов могут приниматься в пределах:

Сети на напряжение 110 кВ и выше	$\delta=1,05 \div 1,1$
Сети 6—35 кВ	$\delta=1,1 \div 1,2$
Сети до 1 000 в	$\delta=1,2 \div 1,3$

Таблица 10-3

Значения величин α и β , входящих в формулу стоимости годовых потерь электроэнергии для различных районов ОЭС на 1970—1975 гг. (по данным института Энергосетьпроект)

Район	α , руб/квт	β , руб/квт·ч
ОЭС Центра, Юга, Северо-запада, Закавказья, Поволжья и Урала	24,17	$0,469 \cdot 10^{-2}$
ОЭС Дальнего Востока и Забайкалья	28,6	$0,294 \cdot 20^{-2}$
ОЭС Средней Азии	20,65	$0,223 \cdot 10^{-2}$
ОЭС Центральной Сибири и Северного Казахстана	25,36	$0,075 \cdot 10^{-2}$

Формула (10-9) для определения стоимости потерь электроэнергии может быть также представлена в одном из следующих вариантов:

$$C_0 = \gamma_1 \Delta P_M, \text{ руб.}; \quad (10-10)$$

$$C_0 = \gamma_2 \Delta A, \text{ руб.}, \quad (10-11)$$

где γ_1 — стоимость 1 квт наибольших потерь активной мощности:

$$\gamma_1 = \delta (\alpha K_M + \beta \tau), \text{ руб/квт}; \quad (10-12)$$

γ_2 — стоимость 1 квт·ч потерь электрической энергии:

$$\gamma_2 = \delta \left(\frac{\alpha K_M}{\tau} + \beta \right), \text{ руб/квт·ч}; \quad (10-13)$$

τ — годовое число часов максимальных потерь активной мощности.

Пример 10-1. Произвести технико-экономическое сравнение двух вариантов развития распределительной сети 10 кВ района города при следующих условиях.

Суммарная стоимость реконструкции сети 90 тыс. руб.

Ежегодные отчисления от капитальных вложений $p=0,1756$.

Величина расчетного периода развития 3 года.

1-й вариант. Реконструкция сети выполняется одновременно в первый год расчетного периода. Ежегодная стоимость потерь электрической энергии для этого варианта составляет:

1-й год—8 тыс. руб.; 2-й год—8,5 тыс. руб.; 3-й год—9 тыс. руб.

2-й вариант. Реконструкция сети осуществляется в течение 3 лет при ежегодных вложениях 30 тыс. руб. Стоимость потерь электрической энергии при этом составляет: 1-й год—11 тыс. руб.; 2-й год—10 тыс. руб.; 3-й год—9 тыс. руб.

Решение. По формуле (10-8) определяем затраты для первого варианта:

$$\begin{aligned} Z_1 &= (0,1756 \cdot 90 + 8) \cdot 0,87 + (8,5 - 8) \cdot 0,87^2 + (9 - 8,5) \cdot 0,87^3 = \\ &= 21,5 \text{ тыс. руб.}; \end{aligned}$$

для второго варианта

$$Z_2 = (0,1756 \cdot 30 + 11) \cdot 0,87 + [0,1756 \cdot 30 + (10 - 11)] \cdot 0,87^2 + \\ + [0,1756 \cdot 30 + (9 - 10)] \cdot 0,87^3 = 20,1 \text{ тыс. руб.}$$

Второй вариант, предусматривающий вложение средств в реконструкцию сети равными долями в течение 3 лет, оказывается более экономичным.

Пример 10-2. Определить стоимость потерь электрической энергии в распределительной сети 380 в промышленного предприятия, получающего питание от ОЭС Урала, для следующих значений числа часов максимальных потерь: $\tau_1 = 2500$ и $\tau_2 = 5000$, если годовые потери электрической энергии в сети составляют:

$$\Delta A = 800\,000 \text{ квт} \cdot \text{ч} \text{ и } K_M = 1.$$

Решение. Стоимость потерь электрической энергии определяем по формулам (10-13) и (10-11). По табл. 10-3 находим для ОЭС Урала значения коэффициентов α и β :

$$\alpha = 24,17 \text{ руб/квт}; \\ \beta = 0,469 \cdot 10^{-2} \text{ руб/квт} \cdot \text{ч}.$$

Приняв значения коэффициента $\delta = 1,3$, найдем: для числа часов максимальных потерь $\tau_1 = 2500$

$$\gamma_2 = 1,3 \left(\frac{24,17 \cdot 1}{2500} + 0,469 \cdot 10^{-2} \right) = 0,0186 \text{ руб/квт} \cdot \text{ч}; \\ C_{\text{э1}} = 0,0186 \cdot 800\,000 = 14\,900 \text{ руб.};$$

для числа часов потерь $\tau_2 = 5000$

$$\gamma_2 = 1,3 \left(\frac{24,17 \cdot 1}{5000} + 0,469 \cdot 10^{-2} \right) = 0,0123 \text{ руб/квт} \cdot \text{ч}; \\ C_{\text{э2}} = 0,0123 \cdot 800\,000 = 9\,830 \text{ руб.}$$

Таблица 10-4

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии до 1 кв
(без стоимости проводов)

Конструкция опор	Районы СССР		Стоимость, руб.
	по гололеду	по скоростному напору ветра	
Деревянные опоры с деревянными приставками	I—II	I—IV	912
	III	II—IV	973
	IV	III—IV	1 230
Деревянные опоры с железобетонными приставками	I—II	I—IV	946
	III	II—IV	1 024
	IV	III—IV	1 301
Железобетонные опоры	I—II	I—II	843
	III	III—IV	897

Таблица 10-5

**Стоимость монтажа 1 км провода линии до 1 кв
по установленным опорам**

Марка и сечение проводов . . .	ПСО-4	ПСО-5	ПС-25	ПС-35	АС-16
Стоимость, руб.	38,5	55,4	62,9	96,3	74,6

Продолжение

Марка и сечение проводов . . .	АС-25	А-16	А-25	А-35	А-50	А-70
Стоимость, руб.	108,2	69,3	92,8	113,1	141,2	204,6

Таблица 10-6

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии 6—10 кв

Марка и сечение проводов	Стоимость, руб.		
	Деревянные опоры	Деревянные опоры с железобетонными приставками	Железобетонные опоры
А-25	—	—	800
А-35	1 275	1 065	850
А-50	1 380	1 165	940
А-70	1 495	1 280	1 155
А-95	1 695	1 505	1 315
А-120	1 840	1 650	1 435
АС-16	1 070	910	—
АС-25	1 105	955	830
АС-35	1 260	1 090	960
АС-50	1 365	1 225	1 095
АС-70	1 560	1 405	1 255
ПС-25	965	885	830
ПС-35	1 010	930	850
ПС-50	1 125	1 005	900
ПСО-4	—	—	655
ПСО-5	—	—	675

Примечания: 1. В таблице приведена стоимость линий, сооружаемых в ненаселенной местности в I районе климатических условий по гололеду для первой группы строек Московской обл.

2. При составлении технико-экономических расчетов для районов учитываются коэффициенты: для II климатического района по гололеду $K=1,1$, для III района $K=1,2$, для IV района $K=1,35$.

3. При сооружении линии в городских условиях и на участках промышленной застройки применяется коэффициент $K=1,52$.

В табл. 10-4—10-14 приведены укрупненные показатели стоимости воздушных и кабельных линий, трансформаторных подстанций, распределительных устройств и конденсаторных батарей¹. Таблицы 10-4 и 10-5 составлены по данным ВНИПИсельэлектро, остальные таблицы — по данным Ростовского отделения института Электропроект. Указанные таблицы предназначены для использования при технико-экономических расчетах.

¹ Укрупненные показатели и цены при расчетах необходимо корректировать по действующим прейскурантам.

Стоимости прокладки 1 км кабелей 1,6 и 10 кв

Условие прокладки	Номинальное напряжение, кв	Материал жил	Марка кабеля	Число жил	Стоимость прокладки 1 км кабеля (руб.) при сечении, мм ²													
					2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
					Втр- шнее	1	М	СБ	3	820	890	990	1 150	1 400	1 740	2 080	2 600	3 270
			АБ	3	—	—	880	1 040	1 250	1 490	1 620	2 270	2 880	3 620	4 370	—	—	—
			СБ	4	—	920	1 010	1 200	1 480	1 830	2 250	2 810	3 780	3 610	5 560	6 680	8 130	—
			АБ	4	—	—	930	1 090	1 350	1 660	2 040	2 600	3 250	4 130	—	—	—	—
		А	АСБ	3	810	830	910	1 020	1 200	1 350	1 560	1 820	2 190	2 618	3 140	3 610	4 250	5 280
			ААБ	3	—	—	800	880	1 000	1 100	1 260	1 470	1 710	2 010	2 300	2 650	3 230	4 140
			АПВБ	3	760	800	860	970	1 140	1 270	1 460	1 620	1 950	2 360	2 820	3 240	—	—
			АСБ	4	—	880	960	1 090	1 300	1 480	1 750	2 090	2 550	3 140	3 680	4 220	4 960	—
			ААБ	4	—	—	820	900	1 050	1 220	1 420	1 640	1 900	2 210	—	—	—	—
			АПВБ	4	810	840	900	1 010	1 190	1 380	1 560	1 839	2 140	2 630	2 950	3 400	—	—
	6	М	СБ	3	—	—	—	1 740	2 030	2 330	2 730	3 330	4 020	4 920	5 790	6 730	8 040	9 790
			АБ	3	—	—	—	1 470	1 670	1 920	2 290	2 760	3 300	—	—	—	—	—
		А	АСБ	3	—	—	—	1 640	1 820	2 000	2 300	2 620	3 000	3 490	3 980	4 460	5 070	5 910
			ААБ	3	—	—	—	1 330	1 450	1 560	1 720	1 970	2 180	2 500	2 760	3 060	3 550	4 070
			АПВБ	3	—	—	—	1 490	1 590	1 770	1 950	2 230	2 620	3 060	3 490	3 840	—	—
	10	М	СБ	3	—	—	—	—	2 500	2 760	3 180	3 740	4 420	5 300	6 160	7 320	8 530	10 330
		А	АСБ	3	—	—	—	—	2 340	2 470	2 770	3 080	3 420	3 900	4 390	4 910	5 575	6 600
			ААБ	3	—	—	—	—	1 640	1 750	1 980	2 190	2 480	2 960	3 300	3 580	4 420	—
			АПВБ	3	—	—	—	—	3 000	3 350	3 730	4 060	4 500	5 090	5 610	6 180	—	—

Условие прокладки	Номинальное напряжение, кв	Материал жил	Марка кабеля	Число жил	Стоимость прокладки 1 км кабеля (руб.) при сечении, мм ²													
					2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
					В канале, туннеле или по эстакадам	1	М	СБГ	3	850	910	1 010	1 180	1 410	1 710	2 050	2 580	3 230
			АБГ	3	—	—	910	1 050	1 250	1 500	1 630	2 250	2 870	3 620	4 350	—	—	—
			СВГ	4	—	940	1 030	1 220	1 470	1 800	2 190	2 780	3 750	4 530	5 500	6 600	8 060	—
			АБГ	4	—	—	950	1 110	1 350	1 670	2 030	2 550	3 270	4 110	—	—	—	—
		А	АСБГ	3	820	850	920	1 030	1 200	1 340	1 530	1 780	2 140	2 620	3 070	3 530	4 150	5 160
			ААБГ	3	—	—	830	900	1 010	1 110	1 270	1 460	1 680	1 980	2 260	—	—	—
			АПВГ	3	540	570	610	690	760	860	970	1 130	1 330	1 570	1 830	2 130	—	—
			АСБГ	4	—	900	970	1 100	1 290	1 450	1 710	2 040	2 510	3 070	3 590	4 130	4 840	—
			ААБГ	4	—	—	850	940	1 050	1 230	1 400	1 610	1 880	2 170	—	—	—	—
			АПВГ	4	580	600	640	720	810	950	1 100	1 300	1 530	1 810	2 090	2 480	—	—
	6	М	СБГ	3	—	—	—	1 670	1 960	2 240	2 680	3 250	3 920	4 820	5 680	6 620	7 900	9 610
			АБГ	3	—	—	—	1 420	1 610	1 860	2 240	2 710	3 260	—	—	—	—	—
		А	АСБГ	3	—	—	—	1 570	1 730	1 910	2 200	2 550	2 900	3 370	3 840	4 300	4 920	5 690
			ААБГ	3	—	—	—	1 280	1 390	1 500	1 720	1 910	2 120	—	—	—	—	—
			АПВГ	3	—	—	—	1 030	1 220	1 340	1 590	1 700	1 990	2 260	2 570	2 950	—	—
	10	М	СБГ	3	—	—	—	—	2 430	2 700	3 090	3 630	4 290	5 190	6 040	7 170	8 360	10 160
		А	АСБГ	3	—	—	—	—	2 220	2 400	2 670	2 970	3 310	3 760	4 220	4 750	5 390	6 410
			АПВГ	3	—	—	—	—	2 650	2 970	3 330	3 630	4 050	4 540	5 110	5 670	—	—
В блоке	1	М	СГТ	3	820	880	980	1 180	1 450	1 800	2 150	2 650	3 410	4 320	5 220	6 310	7 600	—
	6	М	СГТ	3	—	—	—	1 850	2 100	2 440	3 390	3 920	4 670	5 600	6 140	7 190	8 590	—
	10	М	СГТ	3	—	—	—	—	2 580	2 970	3 390	3 950	4 680	5 640	6 550	7 810	9 210	—

Условные прокладки	Номинальное напряжение, кВ	Материал жил	Марка кабеля	Число жил	Стоимость прокладки 1 км кабеля (руб.) при сечении, мм ²													
					2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	160	185	240
					Полоткам	1	М	СБГ	3	790	840	950	1 110	1 350	1 650	2 030	2 520	3 180
			АБГ	3	—	—	840	990	1 190	1 440	1 610	2 120	2 810	3 670	4 410	—	—	—
			СБГ	4	—	880	970	1 160	1 400	1 740	2 180	2 730	3 700	4 590	5 530	6 620	7 980	—
			АБГ	4	—	—	890	1 050	1 290	1 600	2 010	2 540	3 220	4 160	—	—	—	—
		А	АСБГ	3	760	790	860	970	1 140	1 270	1 520	1 760	2 120	2 680	3 130	3 580	4 250	5 350
			ААБГ	3	—	—	770	830	950	1 050	1 250	1 440	1 660	2 070	2 340	—	—	—
			АПВГ	3	510	530	580	660	720	820	950	1 100	1 310	1 550	1 807	2 120	—	—
			АСБГ	4	—	840	910	1 030	1 220	1 390	1 700	2 020	2 460	3 120	3 650	4 190	4 930	—
			ААБГ	4	—	—	790	870	990	1 160	1 390	1 590	1 860	2 260	—	—	—	—
			АПВГ	4	550	570	610	690	780	910	1 070	1 270	1 510	1 790	2 060	2 460	—	—
	6	М	СБГ	3	—	—	—	1 600	1 890	2 170	2 630	3 200	3 870	4 840	5 700	6 630	7 820	9 640
		М	АБГ	3	—	—	—	1 350	1 540	1 790	2 210	2 660	3 210	—	—	—	—	—
		А	АСБГ	3	—	—	—	1 510	1 670	1 850	2 170	2 490	2 850	3 430	3 890	4 350	5 010	5 930
			ААБГ	3	—	—	—	1 210	1 320	1 430	1 690	1 880	2 090	—	—	—	—	—
			АПВГ	3	—	—	—	1 000	1 190	1 310	1 560	1 670	1 960	2 230	2 540	2 920	—	—
	10	М	СБГ	3	—	—	—	—	2 340	2 610	3 040	3 580	4 230	5 210	6 060	7 040	8 280	10 150
		А	АСБГ	3	—	—	—	—	2 150	2 300	2 610	2 920	3 250	3 820	4 280	4 680	5 480	6 450

Примечание. Стоимость траншей, конструкций и лотков учитывается дополнительно по табл. 10-8, 10-9 и 10-10.

Стоимость лотков и сборных конструкций для прокладки кабелей в каналах и туннелях

Наименование		Единица измерения	Стоимость, руб.
Лотки штампованные	—	<i>m</i>	520
Сборные конструкции при количестве полок	3	100 компл.	150
	4		170
	5		190

Стоимость траншей на 1 пог. км

Траншей	Количество кабелей	Стоимость, руб. при категории грунта		
		I	II	III
С учетом стоимости переходов, разборки и восстановления мостовой, стоимости блоков, труб, кирпича и песка	1	1 770	2 010	2 230
	2	2 490	2 815	3 085
	3	3 240	3 640	3 970
	4	4 010	4 520	4 930
	5	4 805	5 415	5 900
	6	5 575	6 295	6 865
	7	6 505	7 330	7 970
	8	7 445	8 335	9 050
	9	8 375	9 375	10 160
	10	9 315	10 410	11 275
Без учета стоимости переходов	1	610	695	825
	2	760	840	980
	3	930	1 010	1 030
	4	1 135	1 235	1 420
	5	1 360	1 470	1 690
	6	1 560	1 695	1 945
	7	1 915	2 080	2 360
	8	2 270	2 430	2 740
	9	2 645	2 815	3 155
	10	3 015	3 200	3 570

Примечание. Рытье и засыпка траншей производится вручную.

Таблица 10-10

Стоимость блоков, каналов, туннелей, эстакад на 1 пог. км

Наименование и характеристика		Стоимость, руб.		
		Сухой грунт	Мокрый грунт	
Блоки	При числе отверстий (с учетом колодцев):			
	2	12 100	—	
	4	14 200	—	
	6	16 200	—	
	8	18 200	—	
10	20 200	—		
Каналы, включая переходы под железнодорожными путями и автодорогами	Каналы заглубленные (700 мм от уровня земли)	Сечение, мм		
		900×600	27 670	35 670
		600×600	22 200	28 500
	Каналы заглубленные усиленные (300 мм от уровня земли)	600×450	19 400	25 000
		900×600	32 970	40 970
		600×600	26 350	32 800
	Каналы полузаглубленные (200 мм от уровня земли)	600×450	23 100	28 600
		900×600	26 880	34 880
		600×600	21 600	27 980
Туннели	Проходные	600×450	18 850	24 450
		2 000×2 200	74 000	87 500
	Полупроходные	1 500×6 000	120 000	144 000
Галереи и эстакады	Тип 1 (одноцепный) силовых кабелей 18—42, контрольных 60—102	63 000	96 000	
	Тип 2 (галерейный) силовых кабелей 54—126, контрольных 180—306	95 000	150 000	
	При совмещенной прокладке кабелей по эстакадам с технологическими трубопроводами	20 000	—	

Примечание. В стоимости учтен весь комплекс строительных работ, включая стоимость материалов.

Таблица 10-11

Стоимость трансформаторных подстанций

Наименование	Мощность трансформатора, кв	Стоимость ТП, тыс. руб.	
		с одним трансформатором	с двумя трансформаторами
Отдельно стоящая трансформаторная подстанция 6—10/0,4 кв по типовому проекту Гипрокоммунэнерго	100	2,81	6,79
	160	3,20	7,24
	250	3,23	7,60
	400	3,42	7,97
	630	4,69	10,49
Комплектная трансформаторная подстанция типа КТП 6/0,4 кв	180	4,16	—
	320	4,37	9,06
	560	6,07	12,27
	400	4,09	8,53
	630	11,46	22,70
	1 000	12,97	26,04
Мачтовые киоски 6/04 кв	100	1,23	—
	160	1,34	—
	250	1,64	—

**Стоимость распределительных устройств до 10 кв
типа КСО-2 УМ**

Наименование	Тип привода или трансформатора напряжения	Номинальный ток, а	Стоимость, руб.
Ввод и трансформатор напряжения	НТМИ (НТМК)	600	927
Ввод или отходящая линия с МВ* типа ВМП	ППМ (П)	1 000	2 153
	ПЭ (ПС)	1 000	1 933
Ввод или отходящая линия с МВ типа ВМП	ППМ (П)	1 500	3 051
	ПЭ (ПС)	1 500	2 881
Ввод от силового трансформатора с МВ типа ВМП	ППМ (П)	1 500	3 031
	ППМ (П)	3 000	3 451
	ПЭ (ПС)	1 500	2 801
	ПЭ (ПС)	3 000	3 111
Ввод от силового трансформатора и трансформатора собственных нужд до 63 кв	ППМ (П)	1 500	3 361
	ППМ (П)	3 000	3 741
	ПЭ (ПС)	1 500	3 231
	ПЭ (ПС)	3 000	3 501
Проходной ввод с МВ типа ВМП	ППМ (П)	1 500	3 031
	ПЭ (ПС)	1 500	2 801
Ввод и трансформатор собственных нужд ТМ-25/10, ОМ-4/10	ППМ (П)	1 500	3 341
	ПЭ (ПС)	1 500	3 341
Отходящая линия с МВ типа ВМП	ППМ (П)	1 500	2 113
	ПЭ (ПС)	1 500	1 813
Отходящая линия	ПР-2	400	777
Отходящая линия или ввод	ПРА-17	400	803
То же	ПРА-17	400	903
Секционный разъединитель	ПР-2	600	467
Секционный выключатель типа ВМП с трансформатором напряжения НТМИ (НТМК)	ППМ (П)	1 500	3 231
	ППМ (П)	3 000	3 571
	ПЭ (ПС)	1 500	3 221
	ПЭ (ПС)	3 000	3 391
Секционный выключатель типа ВМП	ППМ (П)	1 500	2 871
	ППМ (П)	3 000	3 151
	ПЭ (ПС)	1 500	2 861
	ПЭ (ПС)	3 000	3 031

* МВ — масляный выключатель.

Наименование	Тип привода или трансформатора напряжения	Номинальный ток, а	Стоимость, руб.
Трансформатор напряжения НТМИ (НТМК) НОМ	НТМИ	400	897
Разрядники	РВМ (РВП)	400	707
Трансформатор напряжения и разрядники РВМ (РВП)	НТМИ (НТМК)	400	987
Трансформатор напряжения с конденсаторами	НТМИ (НТМК)	400	837
Для реакторного пуска электродвигателя с выключателем типа ВМП	ППМ (П)	1 500	4 574
	ПЭ (ПС)	1 500	4 544
Для реакторного пуска и динамического торможения электродвигателя с выключателем типа ВМП	ППМ (П)	1 000	5 927
	ПЭ (ПС)	1 000	5 907
Для автотрансформаторного пуска и динамического торможения электродвигателя с выключателем типа ВМП	ППМ (П)	1 000	7 640
	ПЭ (ПС)	1 000	7 540
Отходящая линия к трансформатору со схемой У/Д с выключателем типа ВМП	ППМ (П)	1 500	2 293
	ПЭ (ПС)	1 500	2 173
Резервная камера, ввод, заземление сборных шин	ПР-2	1 500	597

Таблица 10-13

**Стоимость распределительных устройств до 10 кв
типов КРУ и КРУН**

Наименование	Стоимость, руб.
--------------	-----------------

Комплектные распределительные устройства КРУ2-10 ПЭ

Ячейка с выключателем типа ВМП с приводом типа ППМ-10	3 060
То же с приводом типа ПЭ-11	2 850
Ячейка с трансформатором напряжения	1 650
Ячейка с разъединителем или кабельная сборка	1 140
Ячейка с разрядниками	1 150

Наименование	Стоимость, руб.
Ячейка с трансформатором собственных нужд ТМ-2	1 630
Шиннопроводы	620
<i>Комплектные распределительные устройства КРУ-К-III У</i>	
Ячейка с выключателем типа ВМП с приводом типа ППМ-10	2 120
То же с приводом типа ПЭ-11	1 970
Ячейка с трансформатором напряжения	890
Ячейка с трансформатором напряжения и разрядниками . . .	990
Ячейка с разрядниками	740
Ячейка с трансформатором собственных нужд	840
Ячейка с предохранителями	690
<i>Комплектные распределительные устройства КРУН-К-IV У</i>	
Ячейка с масляным выключателем типа ВМГ и приводом типа ППМ	1 655
То же с приводом типа ПП/УМП	1 495
Ячейка с масляным выключателем типа ВМП и приводом типа ППМ	2 405
То же с приводом типа ПП (УПП)	2 245
Ячейка с трансформатором напряжения и разрядниками . . .	985
Ячейка с трансформатором напряжения	905
Ячейка с разрядниками	765
Ячейка секционирования с разъединительными контактами . .	905
Ячейка с трансформатором собственных нужд до 63 кВа . . .	1 215
<i>Комплектные распределительные устройства КРУН-К-УП</i>	
Ячейка с масляным выключателем типа МГГ и приводом типа ПЭ-2	2 115
Ячейка секционирования с выключателем МГГ	1 815
Ячейка секционирования с разъединяющими контактами . . .	1 105
Шкаф ввода с разъединителем	905
Ячейка с трансформатором собственных нужд 100 кВа	1 295
Ячейка с трансформатором собственных нужд 160 кВа	1 505

Таблица 10-14

*Конденсаторные установки 0,38; 6 и 10 кв
Усть-Каменогорского конденсаторного завода*

Наименование	Стоимость, руб.	Удельная стоимость, руб/квар
<i>Конденсаторные батареи напряжением 0,38 кв внутренней установки</i>		
ККУ-0,38-I, 80 квар	1 080	13,5
ККУ-0,38-III, 160 квар	1 925	12
ККУ-0,38-III, 160 квар, с БРВ-1	2 085	13

Наименование	Стоимость, руб.	Удельная стоимость, руб/квар
ККУ-0,38-V, 280 квар	2 965	10,6
ККУ-0,38-V, 280 квар, с БРВ-1	3 135	11,2

*Конденсаторные батареи напряжением 6—10 кв
внутренней установки*

КУ-6-I, 330 квар	2 165	6,6
КУ-6-I, 330 квар, с БРВ-2	2 320	7,0
КУ-6-II, 500 квар	3 070	6,15
КУ-6-II, 500 квар, с БРВ-2	3 230	6,45
КУ-10-I, 330 квар	2 180	6,6
КУ-10-I, 330 квар, с БРВ-2	2 335	7,1
КУ-10-II, 500 квар	3 075	6,15
КУ-10-II, 500 квар, с БРВ-2	3 235	6,45

*Конденсаторные батареи напряжением 6—10 кв
наружной установки*

КУН-6-II, 420 квар	2 220	5,3
КУН-6-II, 420 квар, с БРВ-2	2 375	5,65
КУН-10-II, 400 квар	2 320	5,8
КУН-10-II, 400 квар, с БРВ-2	2 480	6,2

РАЗДЕЛ ОДИННАДЦАТЫЙ

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

11-1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Задачей регулирования напряжения в электрических сетях является обеспечение нормальных технических условий и экономичности совместной работы электрических сетей, электроприемников и связанных с ними производственных механизмов.

Вопросы баланса и распределения реактивной мощности, выбора и размещения ее источников, повышения коэффициента мощности и экономичности работы электрических сетей должны рассматриваться совместно с вопросами регулирования напряжения.

Основным способом регулирования напряжения в распределительных сетях 6—20 кв является регулирование в центрах питания (ЦП). Под ЦП подразумеваются шины 6—20 кв распределительных устройств понизительных подстанций или электрических станций.

Все трансформаторы в ЦП должны устанавливаться с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Отказ от применения на понизительных подстанциях с вторичным напряже-

Основные параметры силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов с РПН

Тип трансформатора или автотрансформатора	Номинальная мощность, Мва	Класс напряжения, кВ	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Схема и группа соединений обмоток
			ВН	СН	НН	

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные, РПН $\pm 10\%$, ± 6 ступеней

ТМН	0,063	10	6; 10		0,23; 0,4	У/У _н -0
ТМН	0,063	10	6; 10		0,4	У/З _н -11
ТМН	0,1	10	6; 10		0,23; 0,4	У/У _н -0
ТМН	0,1	10	6; 10		0,4	У/З _н -11
ТМН	0,16	10	6; 10		0,23; 0,4	У/У _н -0
ТМН	0,16	10	6; 10		0,4	У/З _н -11
ТМН	0,16	10	6; 10		0,69	У/Д-11
ТМН	0,25	10	6; 10		0,23; 0,4	У/У _н -0
ТМН	0,25	10	6; 10		0,4	У/З _н -11
ТМН	0,25	10	6; 10		0,69	У/Д-11
ТМН	0,4	10	6; 10		0,23; 0,4	У/У _н -0
ТМН	0,4	10	6; 10		0,4; 0,69	Д/У _н -11
ТМН	0,63	10	6; 10		0,4	У/У _н -0
ТМН	0,63	10	6; 10		0,4; 0,69	Д/У _н -11
ТМН	0,1	35	20; 35		0,23; 0,4	У/У _н -0
ТМН	0,1	35	20; 35		0,4	У/З _н -11
ТМН	0,16	35	20; 35		0,23; 0,4	У/У _н -0
ТМН	0,16	35	20; 35		0,4	У/З _н -11
ТМН	0,16	35	20; 35		0,69	У/Д-11
ТМН	0,25	35	20; 35		0,23; 0,4	У/У _н -0
ТМН	0,25	35	20; 35		0,4	У/З _н -11
ТМН	0,25	35	20; 35		0,69	У/Д-11

Тип трансформатора или автотрансформатора	Номинальная мощность, Мва	Класс напряжения, кВ	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Схема и группа соединений обмоток
			ВН	СН	НН	
ТМН	0,4	35	20; 35		0,23; 0,4	У/У _н -0
ТМН	0,4	35	20; 35		0,69	У/Д-11
ТМН	0,63	35	20; 27,5; 35		0,4	У/У _н -0
ТМН	0,63	35	20; 27,5; 35		0,69; 11	У/Д-11
ТМН	0,63	35	27,5; 35		6,3	У/Д-11
ТМН	1	10	6; 10		0,4	У/У _н -0
ТМН	1	10	6; 10		0,4; 0,69	Д/У-11
ТМН	1,6	10	6; 10		0,4	У/У _н -0
ТМН	1,6	10	10		0,4; 0,69	Д/У _н -11
ТМН	1,6	10	10		6,3	У/Д-11
ТМН	2,5	10	6; 10		0,69	Д/У _н -11
ТМН	2,5	10	10		6,3	У/Д-11
ТМН	4	10	10		6,3	У/Д-11
ТМН	6,3	10	10		6,3	У/Д-11
ТМНС	6,3	10	10		3,15	У/Д-11
ТМН	1	35	20; 35		0,4	У/У _н -0
ТМН	1	35	20; 35		6,3; 11	У/Д-11
ТМН	1	35	20		0,4; 0,69	Д/У _н -11
ТМН	1	35	35		0,69	У/У _н -0
ТМН	1,6	35	20; 35		0,4	У/У _н -0
ТМН	1,6	35	20; 35		6,3; 11	У/Д-11
ТМН	1,6	35	20		0,4; 0,69	Д/У _н -11
ТМН	1,6	35	35		0,69	У/У _н -0

Тип трансформатора или автотрансформатора	Номинальная мощность, Мва	Класс напряжения, кВ	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Схема и группа соединений обмоток
			ВН	СН	НН	
ТМН	1,6	35	27,5		6,3; 11	У/Д—11
ТМН	2,5	35	20; 35		6,3; 11	У/Д—11
ТМН	2,5	35	20		0,69	Д/У—11
ТМН	2,5	35	35		0,69	У/У _в —11
ТМН	4	35	20; 35		6,3; 11	У/Д—11
ТМН	6,3	35	20; 35		6,3; 11	У/Д—11

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные, РПН ±12% ±8 ступеней

ТДН	10	35	36,75		6,3; 10,5	У _в /Д—11
ТДН	16	35	36,75		6,3; 10,5	У _в /Д—11
ТДН	25	35	36,75		6,3; 10,5	У _в /Д—11

Трансформаторы трехфазные трехобмоточные, РПН ±12%, ±6 ступеней

ТМТН	6,3	35	35	10,5; 13,8	6,3	У _в /Д/Д—11—11
------	-----	----	----	------------	-----	---------------------------

То же РПН ±12%, ±8 ступеней

ТДТН	10	35	36,75	10,5; 13,8	6,3	У _в /Д/Д—11—11
ТДТН	16	35	36,75	10,5; 13,8	6,3	У _в /Д/Д—11—11

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные, РПН ±12%, ±8 ступеней с напряжением к. з. 14%

ТДНС	10	35	10,5		3,15; 6,3	У _в /Д—11
ТДНС	10	35	13,8; 15,75		3,15	У/У—0
ТДНС	10	35	36,75		3,15	У _в /Д—11

Тип трансформатора или автотрансформатора	Номинальная мощность, Мва	Класс напряжения, кВ	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Схема и группа соединений обмоток
			ВН	СН	НН	
<i>То же с напряжением к. з., 10%</i>						
ТДНС	16	35	10,5; 13,8; 15,75;		6,3	Д/Д—0
			18			
ТДНС	16	35	36,75		6,3	У _н /Д—11
<i>Трансформаторы трехфазные двухобмоточные с расщепленными обмотками, РПН ±12%, ±8 ступеней</i>						
ТРДН	25	35	15,75;		6,3/6,3	Д/Д—Д—0—0
			18,20		6,3/10,5	
ТРДН	25	35	36,75		6,3/6,3	У _н /Д—Д—11—11
					6,3/10,5	или Д/Д—Д—0—0
					10,5/10,5	
ТРДН	32	35	15,75		6,3/6,3	Д/Д—Д—0—0
			20		6,3/10,5	
ТРДН	32	35	36,75		6,3/6,3	У _н /Д—Д—11—11
					6,3/10,5	или Д/Д—Д—0—0
					10,5/10,5	
ТРДН	40	35	20;		6,3/6,3	Д/Д—Д—0—0
			36,75		6,3/10,5	
ТРДН	40	35	36,75		10,5/10,5	Д/Д—Д—0—0
ТРДН	63	25	20		6,3/6,3	Д/Д—Д—0—0
			36,75		6,3/10,5	Д/Д—Д—0—0
ТРДН	63	35	36,75		10,5/10,5	Д/Д—Д—0—0
<i>Трансформаторы трехфазные двухобмоточные, РПН ±16% в нейтрали ВН, ±9 ступеней</i>						
ТМН	2,5	110	110		6,6; 11; 22	У _н /Д—11
ТМН	6,3	110	115		6,6; 11; 22; 38,5	У _н /Д—11

Тип трансформатора или автотрансформатора	Номинальная мощность, <i>Мва</i>	Класс напряжения, <i>кв</i>	
ТДН	10	110	
ТДН	16	110	
ТРДН	25	110	
ТРДН	25	110	
ТРДН	32	110	
ТРДН	32	110	
ТРДН	40	110	
ТРДН	40	110	
ТРДЦН	63	110	
ТРДЦН	63	110	
ТРДЦН	80	110	
ТРДЦН	80	110	

Продолжение табл. 11-1

Номинальные напряжения обмоток, кВ			Схема и группа соединений обмоток
ВН	СН	НН	
115		6,6; 11; 22; 38,5	У _н /Д-11
115		6,6; 11; 22; 27,5; 38,5	У _н /Д-11
115		6,3/6,3 6,3/10,5 10,5/10,5	У _н /Д-Д-11-11
115		22; 27,5; 38,5	У _н /Д-11
115		6,3/6,3 6,3/10,5; 10,5/10,5	У _н /Д-Д-11-11
115		22; 38,5	У _н /Д-11
115		6,3/6,3 6,3/10,5; 10,5/10,5	У _н /Д-Д-11-11
115		22; 38,5	У _н /Д-11
115		6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	У _н /Д-Д-11-11
115		22; 38,5	У _н /Д-11
115		6,3/6,3 6,3/10,5; 10,5/10,5	У _н /Д-Д-11-11
115		22; 38,5	У _н /Д-11

Тип трансформатора или автотрансформатора	Номинальная мощность, Мва	Класс напряжения, кВ	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Схема и группа соединений обмоток
			ВН	СН	НН	

То же, с напряжением к. з., 16%

ТРДНС	32	110	115		6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	У _н /Д-Д-11-11
ТРДНС	40	110	115		6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	У _н /Д-Д-11-11

Трансформаторы трехфазные трехобмоточные, РПН $\pm 16\%$ в нейтрали ВН, ± 9 ступеней, с ПБВ на СН $\pm 2 \times 2,5\%$

ТМТН	6,3	110	115	22; 38,5	6,6; 11	У _н У _н /Д-0-11
ТДТН	10	110	115	22; 38,5	6,6; 11	У _н У _н /Д-0-11
ТДТН	16	110	115	22; 27,5 38,5	6,6; 11	У _н /У _н /Д-0-11
ТДТН	25	110	115	11	6,6	У/Д/Д-11-11
ТДТН	25	110	115	22; 27,5 38,5	6,6; 11	У _н /У _н /Д-0-11
ТДТН	40	110	115	11	6,6	У/Д/Д-11-11
ТДТН	40	110	115	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	У _н /У _н /Д-0-11
ТДТН	63	110	115	38,5	6,6; 11	У _н /У _н /Д-0-11
ТДЦТН	80	110	115	38,5	6,6; 11	У _н /У _н /Д-0-11

Тип трансформатора или автотрансформатора	Номинальная мощность, Мва	Класс напряжения, кВ	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Схема и группа соединений обмоток
			ВН	СН	НН	
<i>Трансформаторы трехфазные двухобмоточные, РПН $\pm 12\%$, ± 8 ступеней в нейтрали ВН</i>						
ТМН	4	150	По ТУ		По ТУ	$Y_H/D-11$
ТДН	16	150	158		3,3; 6,6; 11	$Y_H/D-11$
ТРДН	32	150	158		6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	$Y_H/D-D-11-11$
ТРДН	63	150	158		6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	$Y_H/D-D-11-11$
<i>Трансформаторы трехфазные трехобмоточные, РПН $\pm 12\%$, ± 8 ступеней в нейтрали ВН</i>						
ТДТН	16	150	158	22; 38,5	6,6; 11	$Y_H Y_H/D-0-11$
ТДТН	25	150	158	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	$Y_H Y_H/D-0-11$
ТДТН	40	150	158	22; 38,5	6,6; 11	$Y_H Y_H/D-0-11$
ТДТН	63	150	158	22; 38,5	6,6; 11	$Y_H Y_H/D-0-11$
<i>Автотрансформаторы трехфазные, РПН на стороне СН (в линии) $\pm 12\%$, ± 6 ступеней</i>						
АТДТН	100	150	158	121	6,3; 10,5	$Y_{H, A, T, O}/D-0-11$
<i>Трансформаторы трехфазные двухобмоточные с расщепленной обмоткой, РПН $\pm 12\%$, ± 8 ступеней в нейтрали ВН</i>						
ТРДН	32	220	230		6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	$Y_H/D-D-11-11$

Тип трансформатора или автотрансформатора	Номинальная мощность, Мва	Класс напряжения, кВ	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Схема и группа соединений
			ВН	СН	НН	
ТРДЦН	32	220	230		22; 38,5	У _н /Д—11
ТРДЦН	63	220	230		6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	У _н /Д—Д—11—11
ТРДЦН	63	220	230		22; 38,5	У _н /Д—11
ТРДЦН	100	220	230		10,5/10,5	У _н /Д—Д—11—11
ТРДЦН	100	220	230		22; 38,5	У _н /Д—11
ТРДЦН	160	220	230		10,5/10,5	У _н /Д—Д—11—11
ТРДЦН	160	220	230		22; 38,5	У _н /Д—11

Автотрансформаторы трехфазные трехобмоточные, РПН на стороне СН (в линии) ±12%, ±6 ступеней

АТДТН	32	220	230	121	6,6; 11; 38,5	У _{н.авто} /Д—0—11
АТДТН	63	220	230	121	6,3; 10,5; 22; 27,5; 38,5	У _{н.авто} /Д—0—11
АТДЦТН	125	220	230	121	6,3; 10,5; 22; 38,5	У _{н.авто} /Д—0—11
АТДЦТН	160	220	230	121	6,3; 10,5; 22; 38,5	У _{н.авто} /Д—0—11
АТДЦТН	200	220	230	121	10,5; 13,8; 22; 38,5	У _{н.авто} /Д—0—11
АТДЦТН	250	220	230	121	10,5; 22; 38,5	У _{н.авто} /Д—0—11

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные с расщепленной обмоткой, РПН ±12%, в нейтрали ВН

ТРДЦН	32	330	330		6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	У _н /Д—Д—11—11
ТРДЦН	32	330	330		22; 38,5	У _н /Д—11

Тип трансформатора или автотрансформатора	Номинальная мощность, <i>Мва</i>	Класс напряжения, <i>кв</i>	Номинальные напряжения обмоток, <i>кв</i>			Схема и группа соединений обмоток
			ВН	СН	НН	
ТРДЦН	63	330	330		6,3/6,3 6,3/10,5; 10,5/10,5	У _Н /Д-Д-11-11
ТРДЦН	63	330	330		22; 38,5	У _Н /Д-11
ТРДЦН	125	330	330		10,5/10,5	У _Н /Д-Д-11-11
ТРДЦН	125	330	330		22	У _Н /Д-11
ТРДЦН	200	330	330		10,5/10,5	У _Н /Д-Д-11-11
ТРДЦН	200	330	330		22	У _Н /Д-11

Автотрансформаторы трехфазные, РПН на стороне СН (в линии) ±12%

АТДЦТН	63	330	330	115	10,5; 22; 38,5	У _{Н.автo} /Д-0-11
АТДЦТН	125	330	330	115	6,3; 10,5; 22; 38,5	У _{Н.автo} /Д-0-11
АТДЦТН	200	330	330	115	10,5; 22; 38,5	У _{Н.автo} /Д-0-11
АТДЦТН	250	330	330	158	10,5; 22; 38,5	У _{Н.автo} /Д-0-11
АТДЦТН	400	330	330	158	10,5; 22; 38,5	У _{Н.автo} /Д-0-11
АТДЦТН	250	330	330	230	10,5; 22; 38,5	У _{Н.автo} /Д-0-11
АТДЦТН	400	330	330	230	10,5; 22; 38,5	У _{Н.автo} /Д-0-11

Автотрансформаторы трехфазные, РПН в нейтрали ±12%

АТДЦТН	125	500	500	121	6,3; 10,5; 22; 38,5	У _{Н.автo} /Д-0-11
АТДЦТН	250	500	500	115	10,5; 22; 38,5	У _{Н.автo} /Д-0-11

Тип трансформатора или автотрансформатора	Номинальная мощность, $M_{\text{н}}$	Класс напряжения, kB	Номинальные напряжения обмоток, kB			Схема и группа соединений обмоток
			ВН	СН	НН	
<i>Автотрансформаторы линейные регулировочные трехфазные, РПН $\pm 10\%$, ± 6 ступеней</i>						
ЛТМ	0,4	10	6; 10		6; 10	У _{н.авто}
ЛТМ	0,63	10	6; 10		6; 10	У _{н.авто}
ЛТМ	0,63	35	20; 35		20; 35	У _{н.авто}
<i>Автотрансформаторы линейные регулировочные трехфазные, РПН $\pm 10\%$, ± 8 ступеней</i>						
ЛТМ	1,6	10	6; 10		6; 10	У _{н.авто}
ЛТМ	4	10	6; 10		6; 10	У _{н.авто}
ЛТМ	6,3	10	6; 10		6; 10	У _{н.авто}
ЛТМ-Р*	1,6	10	6; 10		6; 10	У _{н.авто}
ЛТМ-Р	4	10	6; 10		6; 10	У _{н.авто}
ЛТМ-Р	6,3	10	6; 10		6; 10	У _{н.авто}

* Автотрансформаторы линейные регулировочные с буквой „Р“ имеют повышенную реактивность, обеспечивающую динамическую устойчивость их при питании от сети неограниченной мощности.

Тип трансформатора или автотрансформатора	Номинальная мощность, Мва	Класс напряжения, кВ	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Схема и группа соединений обмоток
			ВН	СН	НН	

*Автотрансформаторы линейные регулировочные трехфазные, РПН $\pm 15\%$,
число ступеней — по ТУ*

ЛТМ	16	10	6,3; 10,5		6,3; 10,5	У _{н. авто}
ЛТМ	25	10	6,3; 10,5		6,3; 10,5	У _{н. авто}
ЛТМ	25	35	36,75		36,75	У _{н. авто}
ЛТМ	40	10	6,3; 10,5		6,3; 10,5	У _{н. авто}
ЛТМ	63	35	10,5; 36,75		10,5; 36,75	У _{н. авто}
ЛТД	100	35	36,75		36,75	У _{н. авто}

Автотрансформаторы линейные регулировочные трехфазные, РПН $\pm 15\%$, число ступеней — по ТУ

ЛТД	63	110	По ТУ		По ТУ	У _{н. авто}
ЛТД	125	110	По ТУ		По ТУ	У _{н. авто}

нием 6—20 кв трансформаторов с РПН должен обосновываться технико-экономическим расчетом. На существующих подстанциях с нерегулируемыми трансформаторами должна предусматриваться установка линейных регулировочных автотрансформаторов.

Регулирование напряжения в ЦП должно быть автоматизировано.

В нормальных условиях в ЦП следует осуществлять встречное регулирование, при котором обеспечивается компенсация потерн напряжения в сети.

Для распределительных электрических сетей с электроприемниками, которые характеризуются практически однотипными графиками изменений нагрузок во времени, можно ограничиться регулированием напряжения в ЦП. Если такое регулирование не обеспечивает необходимого качества напряжения для отдельных групп потребителей, следует применять средства местного регулирования напряжения.

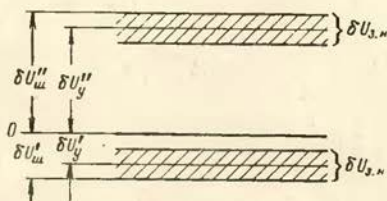


Рис. 11-1. Диаграмма напряжений на шинах ЦП при встречном регулировании.

Для осуществления местного регулирования напряжения могут применяться:

- 1) автоматически управляемые конденсаторные батареи;
- 2) синхронные двигатели с автоматическим регулированием тока возбуждения;
- 3) линейные регулировочные автотрансформаторы;
- 4) распределительные трансформаторы с РПН;
- 5) индивидуальные регулирующие устройства у трансформаторов технологических агрегатов (электрические печи, выпрямительные устройства и т. п.).

Основные технические данные трансформаторов и автотрансформаторов с РПН согласно проекту «Типажа трансформаторов силовых общего назначения на 1967—1972 гг.» приведены в табл. 11-1.

11-2. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ В ЦП

На шинах ЦП должно осуществляться встречное регулирование напряжения, при котором напряжение поддерживается тем выше, чем больше нагрузка трансформатора.

На рис. 11-1 указан диапазон изменений напряжения на шинах ЦП при изменениях нагрузки трансформатора от максимальной до минимальной. Здесь:

$\delta U''_{ш}$ — отклонение напряжения на шинах ЦП при наибольшей нагрузке трансформатора (верхняя граница зоны нечувствительности), %;

- $\delta U'_{ш}$ — отклонение напряжения на шинах ЦП при наименьшей нагрузке трансформатора (нижняя граница зоны нечувствительности), %;
- $\delta U''_{у}$ — отклонение напряжения, соответствующее средней величине напряжения при наибольшей нагрузке трансформатора, %;
- $\delta U'_{у}$ — то же при наименьшей нагрузке трансформатора, %;
- $\delta U_{з.н}$ — зона нечувствительности регулирующего устройства, % (величины, относящиеся к режиму максимальных нагрузок, отмечаются двумя штрихами, к режиму минимальных нагрузок — одним штрихом).

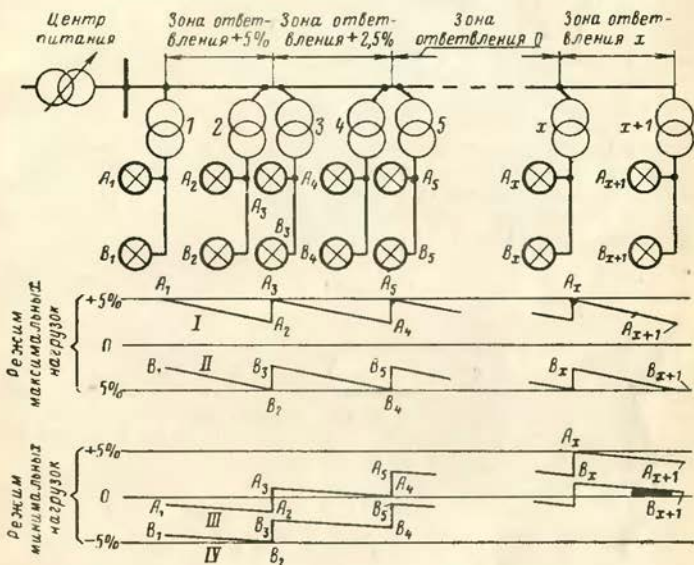


Рис. 11-2. Диаграмма отклонений напряжения на зажимах ближайших и наиболее удаленных электроприемников при встречном регулировании на шинах ЦП.

Зоной нечувствительности называется диапазон изменений напряжения, при котором не происходит срабатывания аппаратуры регулирования.

Величина зоны нечувствительности принимается на 0,5—0,7% больше ступени регулирования.

На рис. 11-2 представлена схема ЦП и линии распределительной сети 6—20 кВ, к которой присоединены трансформаторы с коэффициентом трансформации 6—20/0,23—0,69 кВ. Предполагается, что электроприемники присоединяются только к сетям напряжением до 1 000 в.

Параметры сети и диапазон регулирования на шинах ЦП должны быть выбраны таким образом, чтобы для всех электроприемников обеспечивалось выполнение условия

$$\delta U_{(+)} \geq \delta U \geq \delta U_{(-)}, \quad (11-1)$$

где δU — отклонение напряжения на зажимах электроприемника, %;

$\delta U_{(+)}$ и $\delta U_{(-)}$ — наибольшие соответственно положительное и отрицательное отклонения напряжения на зажимах электроприемников, допустимые согласно ГОСТ 13109-67, %.

В наиболее тяжелых условиях могут оказаться в зависимости от режима работы сети или ближайшие к трансформатору электроприемники A_1, A_2, \dots, A_{x+1} , или наиболее удаленные B_1, B_2, \dots, B_{x+1} .

Если условие (11-1) будет удовлетворено для этих приемников для всех режимов работы сети, то оно также будет удовлетворяться для остальных присоединенных к сети приемников.

На рис. 11-2 представлены диаграммы отклонений напряжения на зажимах ближайших и наиболее удаленных приемников для режимов максимальных и минимальных нагрузок. Эти диаграммы построены в предположении, что присоединенная к сети нагрузка однородна и графики изменений активных и реактивных нагрузок во времени одинаковы для всех групп электроприемников. При этом условием отношения потерь напряжения при режимах минимальных и максимальных нагрузок будет во всех элементах сети одинаковым и равным отношению минимального I' и максимального I'' токов трансформатора в ЦП:

$$K = \frac{I'}{I''} \quad (11-2)$$

Распределительные трансформаторы имеют пять ответвлений: основное и четыре дополнительных $\pm 2 \times 2,5\%$, переключение которых возможно только при отключенном от сети трансформаторе («переключение без возбуждения» — ПБВ). Каждому ответвлению соответствует определенная величина добавки напряжения трансформатора, которая определяется по формуле

$$\delta U_{\tau} = \frac{U_{2н} - U_{1н}}{U_{1н}} \cdot 100, \% \quad (11-3)$$

где $U_{2н}^*$ — относительная величина номинального напряжения вторичной обмотки трансформатора;

$U_{1н}^*$ — относительная величина номинального напряжения первичной обмотки с учетом использованного ответвления.

Величины добавок напряжения для распределительных трансформаторов приведены в табл. 11-2.

Линия распределительной сети 6—20 кВ может быть разбита по длине на зоны, каждая из которых соответствует определенному ответвлению обмотки трансформатора. Ближайшая к ЦП зона соответствует ответвлению $+5\%$, для которого добавка напряжения наименьшая; за нею располагаются зоны следующих ответвлений. Изменения напряжения в сетях до 1000 в на границе двух соседних зон (отрезки $A_2 A_3, A_4 A_5$ и т. д. на диаграммах напряжений на рис. 11-2) равны разности добавок напряжений ответвлений этих зон.

Для однородных нагрузок могут быть определены диапазон встречного регулирования напряжения на шинах ЦП от $\delta U'_{\gamma}$ до $\delta U''_{\gamma}$, допустимые потери напряжения в сетях до 1000 в $\Delta U_{но}$

Величины добавок напряжения трансформаторов

Отделение первичной обмотки трансформатора, %	Величина добавки напряжения трансформатора, %			
	Номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, в			Округленное значение добавки, %
	230	400	630	
+5	-0,43	0,25	-0,43	0
+2,5	2,0	2,70	2,00	2,5
0	4,55	5,26	4,55	5
-2,5	7,23	7,96	7,23	7,5
-5	10,05	10,80	10,05	10

и в сети 6—20 кв $\Delta U_{во}$, а также число используемых ответвлений распределительных трансформаторов.

При выводе последующих формул принимается, что потери напряжения во всех распределительных трансформаторах и от каждого трансформатора до ближайшего электроприемника равны.

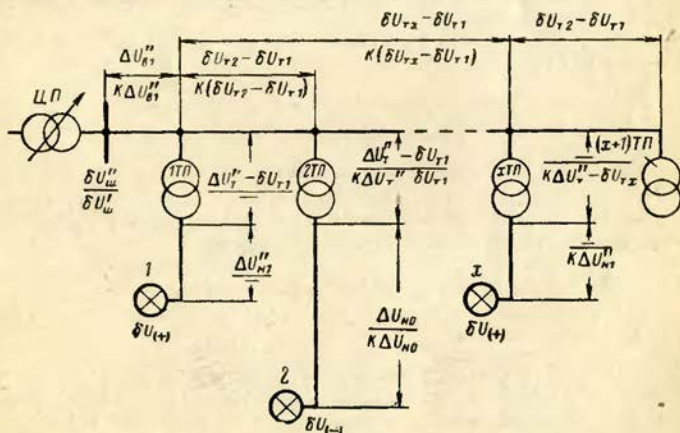


Рис. 11-3. Потери напряжения в сети в режимах максимальных и минимальных нагрузок.

На рис. 11-3 указаны выражения, определяющие потери напряжения в элементах сети от шины ЦП до зажимов электроприемников, находящихся в наиболее неблагоприятных условиях работы. Величины потерь напряжения в трансформаторах уменьшены на величины добавок напряжения, соответствующих принятым ответвлениям обмоток. В числителях дробей указаны выражения, относящиеся к режиму максимальных нагрузок, в знаменателе — к режиму минимальных нагрузок.

1. Наибольшее отклонение напряжения на шинах ЦП при режиме максимальных нагрузок ограничивается условием, что отклонение напряжения на зажимах ближайшего к ЦП электроприемника не превосходит допустимого $\delta U_{(+)}$ (рис. 11-3):

$$\delta U''_{ш} \leq \delta U_{(+)} + \Delta U''_{в1} + \Delta U''_{т} - \delta U_{т1} + \Delta U''_{н1}, \% \quad (11-4)$$

где $\Delta U''_{в1}$ — потеря напряжения в сети 6—20 кВ от ЦП до ближайшей ТП, %;

$\Delta U''_{т}$ — потеря напряжения в трансформаторе, %;

$\Delta U''_{н1}$ — потеря напряжения от вторичной стороны распределительного трансформатора до ближайшего электроприемника, %;

$\delta U_{т1}$ — добавка напряжения для ответвления +5%.

2. Из диаграммы напряжений на рис. 11-2 видно, что наиболее низкое напряжение в режиме максимальных нагрузок будет на зажимах приемника B_2 , получающего питание от трансформатора 2, присоединенного к сети 6—20 кВ в конце зоны ответвления +5%. Напряжение на этом приемнике будет оставаться в пределах допустимого при выполнении условия (см. рис. 11-1 и 11-3)

$$\delta U''_{ш} - \delta U_{з.н} \geq \delta U_{(-)} + \Delta U''_{в1} + (\delta U_{т2} - \delta U_{т1}) + \Delta U''_{т} - \delta U_{т1} + \Delta U_{н0}, \%$$

где $\delta U_{т2}$ — добавка напряжения при ответвлении обмотки трансформатора +2,5, %.

Отсюда определяется величина допустимой потери напряжения в сети до 1 000 в:

$$\Delta U_{н0} \leq \delta U''_{ш} - \delta U_{з.н} - \delta U_{(-)} - \Delta U''_{в1} - \delta U_{т2} + 2\delta U_{т1} - \Delta U''_{т}, \% \quad (11-5)$$

3. Наименьшее отклонение напряжения на шинах ЦП в режиме минимальных нагрузок ограничивается условием, что отклонение напряжения на зажимах электроприемника B_2 не выходит из допустимых пределов (см. рис. 11-2 и 11-3):

$$\delta U'_{ш} \geq \delta U_{(-)} + K(\Delta U''_{в1} + \delta U_{т2} - \delta U_{т1} + \delta U''_{т} + \Delta U_{н0}) - \delta U_{т1}, \% \quad (11-6)$$

В последней формуле в скобках указана суммарная потеря напряжения от ЦП до электроприемника B_2 при режиме максимальных нагрузок, а коэффициент K , определяемый по формуле (11-2), учитывает уменьшение указанной потери напряжения при режиме минимальных нагрузок.

4. Номер ответвления x последней зоны определяется из условия, что отклонение напряжения на зажимах электроприемника A_x в режиме минимальных нагрузок не превышает допустимого $\delta U_{(+)}$ (рис. 11-2 и 11-3):

$$\delta U'_{ш} \leq \delta U_{(+)} - \delta U_{з.н} + K(\Delta U''_{в1} + \delta U_{тx} - \delta U_{т1} + \Delta U''_{т} + \Delta U''_{н1}) - \delta U_{тx}, \% \quad (11-7)$$

где $\delta U_{тx}$ — добавка напряжения для ответвления x обмотки трансформатора, %.

Отсюда

$$\delta U_{Tx} \leq \frac{\delta U_{(+)} - \delta U'_{ш} - \delta U_{з.н} + K(\Delta U''_{в1} - \delta U_{т1} + \Delta U''_{т} + \Delta U''_{в1})}{1 - K}, \%. \quad (11-8)$$

По табл. 11-2 подбирается номер ответвления, для которого добавка не превышает величины, полученной по формуле (11-8).

Подставив уточненное значение добавки δU_{Tx} в формулу (11-7), получим верхний предел допустимых отклонений напряжения на шинах ЦП в режиме минимальных нагрузок $\delta U'_{ш.в}$. Нижний предел этого отклонения $\delta U'_{ш.н}$ был определен выше по формуле (11-6).

Таким образом, в режиме минимальных нагрузок отклонения напряжения на шинах ЦП должны удовлетворять условию

$$\delta U'_{ш.н} \leq \delta U'_{ш} \leq \delta U'_{ш.в}, \%. \quad (11-9)$$

5. Величина допустимой потери напряжения в сети 6—20 кВ определяется концом зоны ответвления x обмотки трансформатора (рис. 11-3):

$$\Delta U_{в0} \leq \Delta U''_{в1} + \delta U_{Tx} + \delta U_{т2} - 2\delta U_{т1}, \%. \quad (11-10)$$

6. Средние величины напряжений в режимах максимальных и минимальных нагрузок могут быть определены соответственно по формулам (см. рис. 11-1):

$$\delta U''_y = \delta U''_{ш} - 0,5\delta U_{з.н}, \%; \quad (11-11)$$

$$\delta U'_y = \delta U'_{ш} + 0,5\delta U_{з.н}, \%. \quad (11-12)$$

Пример 11-1. Определить диапазон регулирования напряжения в ЦП и величины допустимых потерь напряжения в городских распределительных сетях 380/220 в и 6—20 кВ при следующих условиях:

1. Нагрузка сети однородна и графики ее изменений во времени для всех присоединенных к сети 6—20 кВ трансформаторов практически одинаковы.

2. Отношение минимального суммарного тока трансформатора в ЦП к максимальному $K=0,2$.

3. Зона нечувствительности устройства РПН в ЦП $\delta U_{з.н}=2,2\%$.

4. Допустимые отклонения на зажимах приемников

$$\delta U_{(+)} = +5\% \text{ и } \delta U_{(-)} = -5\%.$$

5. Потери напряжения в трансформаторе для режима максимальных нагрузок $\Delta U''_{т} = 3,5\%$.

6. Потеря напряжения от шин ЦП до ближайшей ТП $\Delta U''_{в1} = 0$.

7. Потеря напряжения от шин распределительного щита в ТП до ближайшего электроприемника $\Delta U''_{ш1} = 0,5\%$.

Решение. Последовательно определяют по формулам (11-4), (11-5), (11-6) и (11-8):

$$\delta U''_{ш} = 5 + 0 + 3,5 - 0,25 + 0,5 = 8,75\%;$$

$$\Delta U_{в0} = 8,75 - 2,2 - (-5) - 0 - 2,7 + 2 \cdot 0,25 - 3,5 = 5,85\%;$$

$$\delta U'_{ш} = \delta U'_{ш.н} = -5 + 0,2(0 + 2,7 - 0,25 + 3,5 + 5,85) - 0,25 = -2,89\%;$$

$$\delta U_{Tx} \leq \frac{5 - (-2,89) - 2,2 + 0,2(0 - 0,25 + 3,5 + 0,5)}{1 - 0,2} = 8,05\%.$$

По табл. 11-2 выбираем отклонение обмотки трансформатора $-2,5\%$, для которого добавка напряжения удовлетворяет условию $7,96 < 8,05\%$.

Верхний предел допустимых отклонений напряжения на шинах ЦП определяем по формуле (11-7):

$$\delta U'_{ш.н} = 5 - 2,2 + 0,2(0 + 7,96 - 0,25 + 3,5 + 0,5) - 7,96 = -2,82\%$$

Принимаем в соответствие с формулой (11-9) $\delta U'_{ш} = -2,85\%$. По формулам (11-10), (11-11) и (11-12) определяем

$$\Delta U_{во} = 0 + 7,96 + 2,7 - 2 \cdot 0,25 = 10,16\%;$$

$$\delta U''_y = 8,75 - 0,5 \cdot 2,2 = 7,65\%;$$

$$\delta U'_y = -2,85 + 0,5 \cdot 2,2 = -1,75\%.$$

Пример 11-2. Найти решение для данных примера 11-1, но при условии, что распределительная сеть города получает питание через шины РП и ближайшая к ЦП трансформаторная подстанция присоединена в точке сети, потеря напряжения до которой от шин ЦП составляет:

$$\Delta U''_{н1} = 3,5\%.$$

Решение:

$$\delta U''_{ш} = 5 + 3,5 + 3,5 - 0,25 + 0,5 = 12,25\%;$$

$$\Delta U_{во} = 12,25 - 2,2 - (-5) - 3,5 - 2,7 + 2 \cdot 0,25 - 3,5 = 5,85\%;$$

$$\delta U'_{ш.н} = -5 + 0,2(3,5 + 2,7 - 0,25 + 3,5 + 5,85) - 0,25 = -2,19\%;$$

$$\delta U_{Тх} \leq \frac{5 - (-2,19) - 2,2 + 0,2(3,5 - 0,25 + 3,5 + 0,5)}{1 - 0,2} = 8,05\%;$$

$$\delta U'_{ш.н} = 5 - 2,2 + 0,2(3,5 + 7,96 - 0,25 + 3,5 + 0,5) - 7,96 = -2,12\%;$$

$$\delta U'_{ш} = 2,15\%;$$

$$\Delta U_{во} = 3,5 + 7,96 + 2,7 - 2 \cdot 0,25 = 13,66\%;$$

$$\delta U''_y = 12,25 - 0,5 \cdot 2,2 = 11,15\%;$$

$$\delta U'_y = -2,15 + 0,5 \cdot 2,2 = -1,05\%.$$

11-3. МЕСТНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ

Встречное регулирование напряжения в ЦП не может обеспечить удовлетворительное качество напряжения для группы приемников, график изменений нагрузок которых во времени значительно отличается от графика суммарной нагрузки трансформатора в ЦП.

В данном случае для получения удовлетворительного режима напряжения необходимо использование средств местного регулирования напряжения.

В электрических сетях, где имеет место значительное потребление реактивной мощности, для регулирования напряжения в первую очередь должны применяться конденсаторные батареи поперечной компенсации (КБ) и синхронные двигатели (СД), так как при этом одновременно достигается значительное снижение потерь электрической энергии в сети. Использование для местного регулирования на-

пряжения в таких сетях распределительных трансформаторов с РПН или линейных регулировочных автотрансформаторов оказывается неэкономичным.

На рис. 11-4 представлена упрощенная схема распределительной сети до 1000 в, в которой для местного регулирования напряжения используется источник реактивной мощности (КБ или СД), присоединенный в точке С. На этом рисунке: А — ближайший к трансформатору приемник электрической энергии; В — наиболее удаленный приемник.

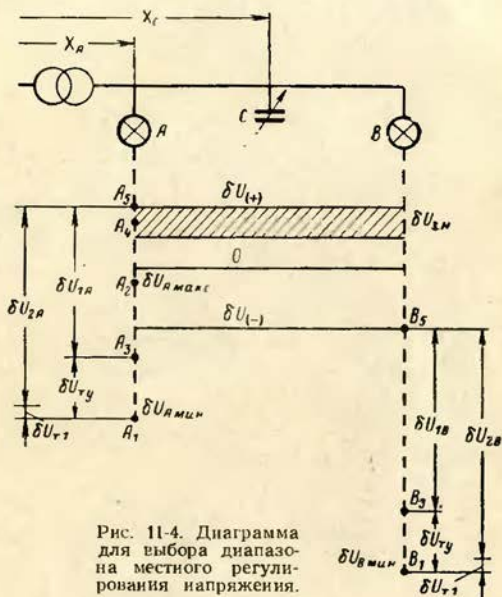


Рис. 11-4. Диаграмма для выбора диапазона местного регулирования напряжения.

На диаграмме напряжений (внизу на рис. 11-4) точка A_1 соответствует наименьшему напряжению на зажимах ближайшего приемника, а точка A_2 — наибольшему напряжению. Соответствующие отклонения напряжения на зажимах приемника А без учета добавки напряжения трансформатора обозначены через $\delta U_{A\text{мин}}$ и $\delta U_{A\text{макс}}$.

Реактивная мощность источника, достаточная для регулирования напряжения, определяется по формуле

$$Q_p = \frac{10U_{\text{н}}^2 U \delta U_A}{X_A} \text{ квар} \quad (11-13)$$

где $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение сети, кВ;

U^* — относительная величина напряжения сети в точке присоединения источника реактивной мощности;

X_A — реактивное сопротивление внешней сети по отношению к точке присоединения ближайшего приемника, Ом;

δU_A — диапазон регулирования напряжения;

$$\delta U_A = \delta U_{A\text{макс}} - \delta U_{A\text{мин}} \quad (11-14)$$

Общая реактивная мощность источника зависит от выбранного ответвления трансформатора. Наибольшая и наименьшая величины ее определяются соответственно по формулам:

$$Q_{\text{макс}} = \frac{\delta U_{2A}}{\delta U_A} Q_{\text{р, квар}}; \quad (11-15)$$

$$Q_{\text{мин}} = \frac{\delta U_{1A}}{\delta U_A} Q_{\text{р, квар}}. \quad (11-16)$$

Из диаграммы на рис. 11-4 следует:

$$\delta U_{2A} = \delta U_{(+)} - \delta U_{A \text{ мин}} - \delta U_{\tau 1}, \quad \%; \quad (11-17)$$

$$\delta U_{1A} = \delta U_{(+)} - \delta U_{A \text{ мин}} - \delta U_{\tau 2}, \quad \%; \quad (11-18)$$

где $\delta U_{\tau 1}$ — добавка напряжения трансформатора при ответвлении +5%, %;

$\delta U_{\tau 2}$ — добавка напряжения трансформатора, определяемая по табл. 11-2 в зависимости от условия

$$U_{\tau 2} \leq \delta U_{(+)} = \delta U_{A \text{ макс}}, \quad \%. \quad (11-19)$$

При осуществлении местного регулирования напряжения величина допустимой потери напряжения в сети определяется из условия

$$\Delta U_{\text{до}} \leq \delta U_{(+)} - \delta U_{\text{з.п}} + \delta U_{(C-A)} - \delta U_{(-)}, \quad \%, \quad (11-20)$$

где $\delta U_{(C-A)}$ вычисляется в зависимости от принятого ответвления трансформатора по одной из формул:

$$\delta U_{(C-A)} = \left(\frac{X_C}{X_A} - 1 \right) \delta U_{2A}, \quad \%; \quad (11-21)$$

$$\delta U_{(C-A)} = \left(\frac{X_C}{X_A} - 1 \right) \delta U_{1A}, \quad \%. \quad (11-22)$$

В этих формулах X_C — реактивное сопротивление внешней сети в омах по отношению к точке присоединения источника реактивной мощности, используемого для регулирования напряжения.

Если для регулирования напряжения используется КБ, то номинальная ее мощность определяется по формуле

$$Q_{\text{н}} = \frac{Q}{U^2}, \quad \text{квар}, \quad (11-23)$$

где Q — расчетная реактивная мощность КБ, полученная по одной из формул (11-15) или (11-16), квар;

U — относительная величина напряжения сети в точке присоединения КБ.

КБ рекомендуется делить на секции равной мощности, число которых в зависимости от конкретных условий может приниматься различным.

При использовании КБ для регулирования напряжения в осветительных сетях необходимо проверять, удовлетворяют ли величина

ступени регулирования и частота включений секций КБ требованиям ГОСТ 13109-67 на качество напряжения (табл. 5-11).

При выборе реактивной мощности источника, используемого в качестве средства регулирования напряжения, следует иметь в виду, что генерируемая этим источником реактивная мощность не должна значительно превышать потребляемую в сети реактивную мощность. Использование для регулирования напряжения КБ или СД в электрических сетях, в которых коэффициент мощности близок к единице, может оказаться экономически нецелесообразным.

Для ориентировочных расчетов при выборе мощности КБ в табл. 11-3 даны ступени регулирования при включении секции КБ мощностью 100 квар при условии, что реактивное сопротивление внешней сети равно сопротивлению указанного в таблице элемента.

Таблица 11-3

Ступени регулирования напряжения при включении КБ

Наименование элемента внешней сети	Степень регулирования напряжения для КБ мощностью 100 квар, %	Мощность секции КБ, при которой степень регулирования равна 1%. квар
Трансформатор 6—10/0,4 кв мощностью, ква		
100	5,5	18
160	3,5	29
250	2,3	43
400	1,45	70
630	0,9	110
1 000	0,59	170
Воздушная линия длиной 1 км на номинальное напряжение, кв		
0,38	21	4,8
6	1,05	95
10	0,038	2 600
20	0,01	10 000
То же кабельная линия, кв		
0,38	4,15	24
6	0,022	4 500
10	0,008	12 500
20	0,00275	36 300

Пример 11-3. Электродвигатели и осветительные приборы цеха промышленного предприятия присоединены к общей распределительной сети 380/220 в и получают питание от трансформатора мощностью 1 000 ква, 10/0,4/0,23 кв. Наибольшая потребляемая реактивная мощность цеха равна 920 квар. Допустимые отклонения напряжения на зажимах осветительных приборов равны $\delta U_{(+)} = +5\%$ и $\delta U_{(-)} = -2,5\%$ (согласно ГОСТ 13109-67).

На зажимах ближайшего к трансформатору осветительного прибора отклонения напряжения (без учета добавки напряжения трансформатора) могут изменяться в диапазоне от $\delta U_{\text{А мин}} = -7\%$ до $\delta U_{\text{А макс}} = -1,5\%$.

Определить мощность КБ, используемой для регулирования напряжения в сети цеха, и величину допустимой потери напряжения в этой сети при следующих условиях:

Реактивные сопротивления внешней сети равны соответственно: до ближайшего осветительного прибора $X_A = 0,01$ ом;

до точки присоединения КБ $X_C = 0,014$ ом.

Относительная величина напряжения сети в точке присоединения КБ $U = 1$.

Величина мощности КБ должна быть примерно равна наибольшей величине потребляемой реактивной мощности.

Решение. Определяем необходимый диапазон регулирования напряжения по формуле (11-14):

$$\delta U_A = -1,5 - (-7) = 5,5\%.$$

Соответствующую этому диапазону мощность КБ находим по формуле (11-13):

$$Q_p = \frac{10 \cdot 0,38^2 \cdot 1 \cdot 5,5}{0,01} = 792 \text{ квар.}$$

Для определения наименьшей общей мощности КБ по табл. 11-2 выбираем ответвление обмоток цехового трансформатора в зависимости от величины добавки напряжения, определяемой из условия (11-19):

$$\delta U_{Ty} \leq 5 - (-1,5) = 6,5\%.$$

Принимаем основное ответвление трансформатора, для которого $\delta U_{Ty} = 5,26\%$.

Мощность КБ определяем по формулам (11-18) и (11-16):

$$\delta U_{1A} = 5 - (-7) = 12,26 = 6,74\%;$$

$$Q_{\min} = \frac{6,74}{5,5} \cdot 792 = 970 \text{ квар.}$$

Принимаем мощность одной секции КБ равной 160 квар и общее число секций равным 6. При этом мощность КБ будет равна:

$$Q = Q_n = 6 \cdot 160 = 960 \text{ квар.}$$

Из шести секций КБ одна должна оставаться включенной круглосуточно, а остальные должны быть использованы для регулирования напряжения.

Принятая мощность КБ удовлетворяет поставленному в примере условию полной компенсации потребляемой в цехе реактивной мощности.

При включении одной секции КБ в точке С и во всех более удаленных точках сети величина колебаний напряжения будет равна:

$$\delta U_1 = \frac{0,014 \cdot 6 \cdot 74}{0,01 \cdot 6} = 1,57\%.$$

По табл. 5-11 определяем, что частота включений и отключений секций КБ в час по условию влияния колебаний напряжения на работу осветительных приборов не должна превышать 10.

Зона нечувствительности регулирующего устройства может быть принята равной:

$$\delta U_{з.п} = 1,57 + 0,6 \approx 2,2\%$$

Величину допустимой потери напряжения в сети цеха определяем по формулам (11-22) и (11-20):

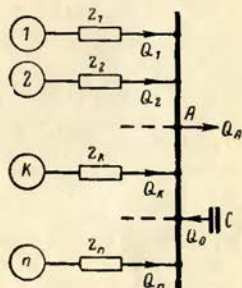
$$\delta U_{(C-A)} = \left(\frac{0,014}{0,01} - 1 \right) \cdot 6,74 = 2,7\%;$$

$$\Delta U_{но} = 5 - 2,2 + 2,7 - (-2,5) = 8\%.$$

11-4. ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО УСЛОВИЮ ЭКОНОМИЧНОСТИ

Выбор источников реактивной мощности и пунктов их присоединений при проектировании должен производиться по минимуму суммарных затрат с учетом стоимости генерации и передачи реактивной мощности к месту потребления.

Рис. 11-5. Схема баланса реактивных мощностей для узла сети.



На рис. 11-5 представлен случай, когда в пункт А сети реактивная мощность может быть передана от n источников. Компенсация потребляемой в пункте А реактивной мощности Q_A может быть также осуществлена посредством присоединения в этом пункте конденсаторной батареи С.

В данном случае суммарная величина затрат на генерацию и передачу реактивной мощности может быть определена по формуле

$$Z = \sum_{k=0}^n (Z_{0k} + Z_{1k}Q_k + Z_{2k}Q_k^2), \text{ руб.} \quad (11-24)$$

где Q_k — реактивная мощность, генерируемая источником k, Мвар;

$Z_{0к}$, $Z_{1к}$ и $Z_{2к}$ — величины, определяемые для группы генераторов или синхронных двигателей по формулам:

$$\left. \begin{aligned} Z_{0к} &= \Sigma p_0 K_0, \text{ руб}; \\ Z_{1к} &= \frac{\gamma_k b_1 m (D_1 + 2D_2 \psi) T}{Q_n} + b_1 C_1 T, \text{ руб/Мвар}; \\ Z_{2к} &= \frac{\gamma_k^2 b_2 m D_2 \tau}{Q_n^2} + b_2 C_2 \tau, \text{ руб/Мвар}^2 \end{aligned} \right\} (11-25)$$

и для конденсаторных батарей поперечной компенсации по формулам:

$$\left. \begin{aligned} Z_{0к} &= \Sigma p_0 K_0, \text{ руб.}; \\ Z_{1к} &= \gamma_k (p_1 K_1 + b_1 f T) + b_1 C_1 T, \text{ руб/Мвар}; \\ Z_{2к} &= b_2 C_2 \tau, \text{ руб/Мвар}^2. \end{aligned} \right\} (11-26)$$

В формулах (11-25) и (11-26):

K_0 — капитальные вложения в оборудование источника реактивной мощности, не зависящие от величины генерируемой и передаваемой по сети мощности, руб.; например, для конденсаторной батареи (КБ) 6—10 кв эти вложения складываются из стоимости камеры РУ с коммутирующим аппаратом и кабеля для присоединения КБ к шинам, стоимости здания подстанции (если установка КБ требует расширения подстанции) и т. п.;

K_1 — удельные капитальные вложения, отнесенные к 1 Мвар генерируемой источником реактивной мощности, руб/Мвар;

p_0 и p_1 — суммарные ежегодные отчисления соответственно от капиталовложений K_0 и K_1 , включающие коэффициент эффективности, отчисления на реновацию, капитальный ремонт и обслуживание;

T — годовое число часов использования генерируемой источником реактивной мощности;

τ — годовое число часов максимальных потерь;

Q_n — общая номинальная мощность группы синхронных машин, Мвар;

m — число синхронных машин;

f — тангенс угла потерь конденсаторов, Мвт/Мвар;

D_1 и D_2 — коэффициенты, зависящие от технических данных машин, Мвт.

Основные технические данные наиболее распространенных синхронных двигателей приведены в табл. 11-4, а соответствующие им коэффициенты D_1 и D_2 — в табл. 11-5.

Коэффициент ψ характеризует относительную загрузку реактивной мощности синхронных машин:

$$\psi = \frac{Q'}{Q_n}, \quad (11-27)$$

где Q_n — суммарная номинальная реактивная мощность машин, Мвар;

Q' — генерируемая машинами реактивная мощность без учета мощности, передаваемой в пункт А сети, Мвар.

Основные технические данные синхронных
двигателей 6—10 кв

Тип двигателя	Номинальное на- пряжение, кв	Номинальная мощность			Скорость враще- ния, об/мин	Номинальные по- тери активной мощности, квт	К. п. д., %
		полная, квт	активная, квт	реактивная, квар			
СДН 14-49-6	6	1 170	1 000	510	1 000	53	95,2
СДН 15-39-6	6	1 860	1 600	811	1 000	74	95,7
СДН 16-69-6	6	4 600	4 000	2 005	1 000	140	96,7
СДН 16-104-6	6	7 220	6 300	3 147	1 000	198	97,1
СДН 17-119-8	6	11 420	10 000	4 978	750	278	97,3
СДН 18-71-12	6	7 250	6 300	3 160	500	225	96,7
СДН 18-111-12	6	11 700	10 000	4 991	500	305	97,4
СДН 19-54-24	6	4 650	4 000	2 027	250	185	95,6
СДН 18-14-40	6	415	320	181	150	53,5	85,5
СДН 18-24-40	6	615	500	263	150	53,5	90,8
СДН 19-31-60	6	985	800	429	100	86,5	90,4
СДН 20-31-60	6	1 920	1 600	837	100	128	92,4
ВДС 213/24-10	6	1 520	1 300	663	600	68	95,0
СДС 16-41-20	6	955	800	416	300	59,5	93,6
СДК 18-16-36	6	495	400	216	167	45,5	90,0
СТМ 1500-2	6	1 750	1 500	763	3 000	75	95,4
СТМ 3500-2	6	4 050	3 500	1 765	3 000	145	96,2
СТМ 12000-2	6	13 700	12 000	5 972	3 000	330	97,5
СДСЗ 19-125-16	6	22 400	19 500	—	375	—	96,7
МС 325-20/12	10	11 700	9 000	7 500	500	1 530	85,5
МС 213-15/8	10	6 500	5 000	3 900	750	200	96,4
ДСЗ 1811-6	10	3 000	2 580	1 307	1 000	120	95,6
СДНЗ 15-49-10	10	1 460	1 250	636	600	64	95,3
СДН 16-71-10	10	1 880	1 600	820	600	92	94,7
СДСЗ 17-10-6	10	1 600	1 230	960	1 000	50	96,2
СДСЗ 290-12-16	10	4 900	4 200	2 136	375	210	95,4
СДСЗ 19-125-16	10	20 000	18 500	—	375	—	97,4

Слагаемые $b_1 C_1 T$ и $b_2 C_2 \tau$ в формулах (11-25) и (11-26) определяют стоимость потерь электрической энергии в сети при передаче реактивной мощности от источника к месту потребления. Удельные стоимости потерь b_1 и b_2 определяются по формуле (10-13) для годового числа часов соответственно T и τ .

Коэффициент γ_k учитывает увеличение генерируемой источником реактивной мощности за счет потерь в сети при ее передаче к месту потребления:

$$\gamma_{k1} = 1 + E_1 + E_2 Q_k. \quad (11-28)$$

Коэффициенты C_1 и C_2 в формулах (11-25) и (11-26) и коэффициенты E_1 и E_2 в формуле (11-28) зависят от параметров сети между источником реактивной мощности и пунктом ее потребления.

Располагаемая реактивная мощность и значения коэффициентов в формуле (11-25) для синхронных двигателей 6—10 кв в зависимости от напряжения на зажимах и коэффициента загрузки

Тип двигателя	Располагаемая реактивная мощность двигателя при напряжении на зажимах, %									Значения коэффициентов в формуле (11-25), квт	
	95			100			105			D ₁	D ₂
	Коэффициент загрузки двигателя										
	0,6	0,8	1	0,6	0,8	1	0,6	0,8	1		
СДН 14-49-6	1,53	1,43	1	1,36	1,29	1	1,15	1,08	1	6,3	3,84
СДН 15-39-6	1,47	1,35	1	1,35	1,26	1	1,21	1,12	1	8,42	5,28
СДН 16-69-6	1,41	1,25	1	1,32	1,23	1	1,16	1,12	1	15,7	11,0
СДН 16-104-6	1,45	1,31	1	1,32	1,25	1	1,12	1,09	1	18,8	12,5
СДН 17-119-8	1,47	1,35	1	1,33	1,26	1	1,10	1,07	1	28,3	19,7
СДН 18-71-12	1,45	1,33	1	1,31	1,25	1	1,09	1,07	1	27,1	16,5
СДН 18-111-12	1,55	1,45	1	1,37	1,30	1	1,14	1,08	1	30,6	20,8
СДН 19-54-24	1,41	1,28	1	1,27	1,23	1	1,07	1,07	1	24,4	23,4
СДН 18-14-40	1,44	1,37	1	1,30	1,24	1	1,12	1,08	1	7,43	4,71
СДН 18-24-40	1,48	1,40	1	1,32	1,26	1	1,13	1,08	1	8,7	6,4
СДН 19-31-60	1,47	1,39	1	1,31	1,25	1	1,06	1,05	1	14,2	11,8
СДН 20-31-60	1,57	1,51	1	1,35	1,30	1	1,09	1,06	1	22,3	12,9
ВДС 213/24-10	1,47	1,28	1	1,42	1,29	1	1,33	1,22	1	7,62	6,93
СДС 16-41-20	1,53	1,45	1	1,33	1,28	1	1,10	1,06	1	7,2	5,95
СДК 18-16-36	1,52	1,46	1	1,33	1,28	1	1,12	1,07	1	5,78	5,0
СТМ 1500-2	1,57	1,38	1	1,50	1,32	1	1,41	1,24	1	5,85	7,26
СТМ 3500-2	1,56	1,35	1	1,51	1,32	1	1,43	1,26	1	8,88	12,6
СТМ 12000-2	1,57	1,34	1	1,54	1,33	1	1,48	1,28	1	29,6	43,2
СДСЗ 19-125-16	1,50	1,40	1	1,35	1,27	1	1,17	1,10	1	57,3	29,3
МС 325-20/12	1,80	1,59	1	1,47	1,43	1	1,07	1,04	1	78,7	37,0
МС 213-15/8	1,26	1,21	1	1,16	1,14	1	1,01	1,01	1	23,6	23,6
ДСЗ 1811-6	1,57	1,42	1	1,46	1,32	1	1,29	1,17	1	12,0	4,92
СДНЗ 15-49-10	1,48	1,37	1	1,35	1,26	1	1,20	1,11	1	6,98	4,42
СДН 16-71-10	1,70	1,59	1	1,43	1,38	1	1,11	1,06	1	8,55	6,63
СДСЗ 17-10-6	1,35	1,27	1	1,27	1,19	1	1,15	1,09	1	5,9	8,3
СДСЗ 290-12-16	1,65	1,57	1	1,40	1,35	1	1,11	1,06	1	18,9	14,7
СДСЗ 19-125-16	1,89	1,75	1	1,52	1,42	1	1,17	1,10	1	35,5	19,7

При присоединении электроустановок небольшой и средней мощности к сетям мощных энергосистем величины этих коэффициентов могут определяться по приближенным формулам:

$$C_1 = \frac{2 \sum_{l=0}^{n-1} Q_{l, l+1} R_{l, l+1}}{U_H^2};$$

$$C_2 = \frac{\sum_{l=0}^{n-1} R_{l, l+1}}{U_H^2};$$
(11-29)

$$\left. \begin{aligned} E_1 &= \frac{2 \sum_{l=0}^{n-1} Q_{l, l+1} X_{l, l+1}}{U_n^2}; \\ E_2 &= \frac{\sum_{l=0}^{n-1} X_{l, l+1}}{U_n^2}. \end{aligned} \right\} \quad (11-30)$$

где U_n — номинальное напряжение сети, кВ;
 $Q_{l, l+1}$ — реактивная мощность на участке l — $(l+1)$ без учета реактивной мощности, потребляемой в узле A (рис. 11-6), Мвар;
 $R_{l, l+1}$ и $X_{l, l+1}$ — соответственно активное и реактивное сопротивление участка l — $(l+1)$, приведенное к напряжению U_n , Ом.

Если источник присоединен непосредственно к месту потребления реактивной мощности (например, конденсаторная батарея C на рис. 11-5), то затраты на ее передачу равны нулю и коэффициент γ_n

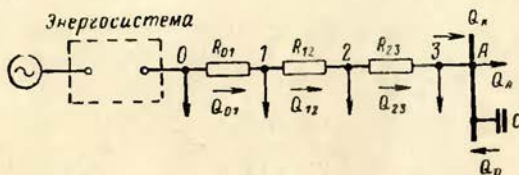


Рис. 11-6. Схема замещения радиальной сети.

следует принять равным 1. Для этого случая величины реактивных мощностей, передаваемых от каждого источника к пункту потребления, соответствующие минимуму затрат, определяются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} Q_k &= \frac{3_{10} - 3_{1k}}{23_{2k}}; \quad k = 1, 2, \dots, n; \\ Q_0 &= Q_A - \sum_{k=1}^n Q_k. \end{aligned} \right\} \quad (11-31)$$

Если по техническим или экономическим условиям КБ не может быть установлена в пункте потребления (батарея C на рис. 11-5 отсутствует), то оптимальные величины реактивных мощностей

источников определяются по формулам:

$$\lambda = \frac{2Q_A + \sum_{k=1}^n \frac{3_{1k}}{3_{2k}}}{\sum_{k=1}^n \frac{1}{3_{2k}}};$$

$$Q_k = \frac{\lambda - 3_{1k}}{23_{2k}}; \quad k = 1, 2, \dots, n.$$

На величину генерируемой и передаваемой к пункту потребления реактивной мощности накладываются ограничения по условиям тепловых режимов статоров и роторов машин $Q_{k, \max}$ и условию устойчивости их работы $Q_{k, \min}$:

$$Q_{k, \max} \geq Q_k \geq Q_{k, \min} \quad (11-33)$$

и для конденсаторных батарей по условию

$$Q_n \geq 0. \quad (11-34)$$

Кроме того, должно проверяться выполнение технических требований для величин напряжения во всех точках и токов во всех элементах сети.

Наибольшая допустимая величина генерируемой двигателем реактивной мощности $Q_{k, \max}$ может быть определена в зависимости от коэффициента загрузки двигателя и величины напряжения на его зажимах по табл. 11-5.

Технические данные конденсаторов приведены в табл. 11-6, стоимость комплектных конденсаторных установок Усть-Каменогорского конденсаторного завода — в табл. 10-14 и значения тангенса потерь — в табл. 11-7.

Если на зажимах КБ напряжение отличается от номинального, то величина ее удельной стоимости, определяемая по табл. 10-14, должна быть уточнена согласно формуле

$$K_1 = \frac{K_{1n}}{U^2}, \quad \text{руб/Мвар}, \quad (11-35)$$

где K_{1n} — удельная стоимость КБ при номинальном напряжении, руб/Мвар;

U — относительная величина напряжения сети в точке присоединения КБ.

При выполнении расчетов величины коэффициентов γ_k задаются на основании опыта проектировщика. В дальнейшем эти величины могут быть уточнены по формулам (11-28) и (11-30).

Пример 11-4. Промышленное предприятие получает электроэнергию от энергосистемы Э по линии 110 кВ АВ (рис. 11-7,а). Распределительный пункт D, расположенный в цехе предприятия, присоединен к шинам 10 кВ подстанции 110/10 кВ кабельными линиями CD. Потребляемая в цехе реактивная мощность в режиме максимума со-

**Основные технические данные конденсаторов для
поперечной компенсации**

Тип конденсатора	Номинальное напряжение, кв	Номинальная мощность, квдр	Завод-изготовитель
КМ1-0,22	0,22	4—6	Усть-Каменогорский конденсаторный завод
КМ1-0,38	0,38	13	
КМ1-0,5	0,5	13	
КМ2-0,22	0,22	10—12	
КМ2-0,38	0,38	25	
КМ2-0,5	0,5	25	
КМН2-1,05	1,05	25	
КМ1-1,05	1,05	14	
КМ2-1,05	1,05	25,5	
КМ1-3,15	3,15	13	
КМ1-6,3	6,3	12,5	
КМ1-10,5	10,5	15	
КМ2-3,15	3,15	27,5	
КМ2-6,3	6,3	28	
КМ2-10,5	10,5	27	
КМ2-0,22	0,22	8,35	Серпуховский завод „Конденсатор“
КМ2-0,38	0,38	25	
КМ2-0,5	0,5	25	
КМ-0,6	0,6	9,5	
КМ-0,91	0,91	9,5	
КМ-1,05	1,05	10	
КМ-3,15	3,15	10	
КМ-6,3	6,3	10	
КМ-10,5	10,5	10	
КМ2-0,6	0,6	25	
КМ2-1,05	1,05	25	
КМ2-3,15	3,15	25	
КМ2-6,3	6,3	25	
КМ2-10,5	10,5	22,5	

Примечание. Конденсаторы напряжением до 500 в выпускаются в трехфазном исполнении, но по договоренности с заводом-изготовителем могут быть выполнены однофазными. Конденсаторы на напряжении свыше 500 в выпускаются в однофазном исполнении.

ставляет $Q_A = 5$ Мвар. В качестве источников реактивной мощности могут быть использованы:

1) генераторы энергосистемы;
2) синхронные двигатели типа СДН-16-71-10 мощностью 1 600 квт, присоединенные к шинам РП цеха (число двигателей $m=7$);

3) конденсаторная батарея (КБ), присоединяемая к шинам того же РП (число секций КБ принято равным двум).

Определить оптимальную степень использования указанных источников реактивной мощности при следующих условиях:

Величины тангенса угла потерь конденсаторов

Завод-изготовитель	Номинальное напряжение, кв	Величина тангенса угла потерь	
		обычное исполнение	экспортное и трошческое исполнения
Серпуховский завод «Конденсатор»	$< 1,05$	0,0045	0,0035
	$= 1,05$	0,0035	0,003
	$> 1,05$	0,003	0,0025
Усть-Каменогорский конденсаторный завод	$\leq 1,05$	0,0045	
	$> 1,05$	0,0035	

Синхронные двигатели используются исключительно для целей компенсации реактивной мощности в пункте D (величина коэффициента $\psi=0$).

Стоимостные показатели:

камера КРУ и кабель для присоединения КБ с учетом монтажных работ — 2 000 руб;

регулятор возбуждения синхронного двигателя с монтажом — 500 руб.;

регулятор для управления секциями КБ с монтажом — 400 руб.

Удельные затраты, обусловленные расширением электростанций для компенсации потерь мощности, $\alpha=24\ 170$ руб/Мвт.

Себестоимость выработки электрической энергии, включая расходы на расширение топливной базы, $\beta=4,96$ руб/Мвт·ч.

Коэффициент участия в максимуме энергосистемы $K_M=1$.

Коэффициент, учитывающий увеличение стоимости электроэнергии для сетей промышленного предприятия, $\delta=1,2$.

Годовое число часов использования максимума реактивной мощности $T=6\ 000$.

Число часов максимальных потерь $\tau=4\ 600$.

Величины потребляемых реактивных мощностей в пунктах

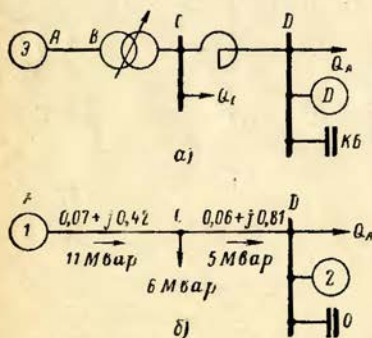


Рис. 11-7. Схема к примеру 11-4.

тах C и D и величины сопротивлений элементов сети по отношению к напряжению 10 кв указаны на рис. 11-7,б.

Задача может быть решена без учета стоимости генерации реактивной мощности на электростанциях системы и ее передачи по сетям энергосистемы.

Решение. Определяем величины удельных стоимостей потерь электрической энергии по формуле (10-13) * для годового числа часов соответственно 6 000 и 4 600:

$$b_1 = 1,2 \left(\frac{1 \cdot 24 \cdot 170}{6 \ 000} + 4,69 \right) = 10,45 \text{ руб/Мвт}\cdot\text{ч};$$

$$b_2 = 1,2 \left(\frac{1 \cdot 24 \cdot 170}{4 \ 600} + 4,69 \right) = 11,9 \text{ руб/Мвт}\cdot\text{ч}.$$

По табл. 11-4 и 11-5 находим для синхронного двигателя типа СДН-16-71-10 величины номинальной реактивной мощности — 0,82 Мвар и коэффициентов $D_1 = 8,55 \cdot 10^{-3}$ Мвт и $D_2 = 6,63 \cdot 10^{-3}$ Мвт.

По табл. 10-14 выбираем секции КБ типа КУ 10-II Усть-Каменогорского конденсаторного завода, для которых удельная стоимость составляет 7 100 руб/Мвар. Тангенс угла потерь для этих конденсаторов определяем по табл. 11-7: $f = 0,0035$ Мвт/Мвар.

Величины ежегодных отчислений от капитальных вложений находим из табл. 10-2: для регулирующих устройств — 0,2492, для конденсаторных батарей — 0,2222.

Составляющие затрат для КБ определяем по формулам (11-26), имея в виду, что она присоединяется непосредственно в пункте D и, следовательно, следует принять γ_0 равным единице, а последний член во второй формуле равным нулю:

$$Z_{00} = 2 \cdot 0,2222 \cdot 2 \ 000 + 0,2492 \cdot 400 = 988 \text{ руб.};$$

$$Z_{10} = 1(0,2222 \cdot 7 \ 100 + 10,45 \cdot 0,0035 \cdot 6 \ 000) + 0 = 1 \ 800 \text{ руб/Мвар};$$

$$Z_{20} = 0.$$

Составляющие затрат при передаче реактивной мощности из системы определяем по формулам (11-25), в которых первые члены должны быть приняты равными нулю, так как стоимость генерации реактивной мощности на электростанциях системы по условию примера не учитывается. Величины коэффициентов C_1 и C_2 определяют по формулам (11-29) с учетом схемы на рис. 11-7,б:

$$C_1 = \frac{2(11 \cdot 0,07 + 5 \cdot 0,06)}{10^2} = 2,14 \cdot 10^{-2};$$

$$C_2 = \frac{0,07 + 0,06}{10^2} = 0,13 \cdot 10^{-2}.$$

Отсюда:

$$Z_{01} = 0;$$

$$Z_{11} = 10,45 \cdot 2,14 \cdot 10^{-2} \cdot 6 \ 000 = 1 \ 340 \text{ руб/Мвар},$$

$$Z_{21} = 11,9 \cdot 0,13 \cdot 10^{-2} \cdot 4 \ 600 = 71,3 \text{ руб/Мвар}^2.$$

Составляющие затрат для двигателей определяются по формулам (11-25), в которых учитывается стоимость генерации реактивной мощности (стоимость потерь электрической энергии в двигателях),

* В формуле (10-13) обозначениям b_1 и b_2 соответствует γ .

217-25

а стоимость ее передачи принимается равной нулю, так как двигатели присоединены непосредственно в пункте D :

$$Z_{02} = 7 \cdot 0,2492 \cdot 500 = 872 \text{ руб.};$$

$$Z_{12} = \frac{1 \cdot 10,45 \cdot 7 (8,55 \cdot 10^{-3} + 0) \cdot 6000}{7 \cdot 0,82} + 0 = 655 \text{ руб/Мвар};$$

$$Z_{22} = \frac{1 \cdot 11,9 \cdot 7 \cdot 6,63 \cdot 10^{-3} \cdot 4000}{(7 \cdot 0,82)^2} + 0 = 77 \text{ руб/Мвар}.$$

Определяем по формулам (11-31) оптимальные величины реактивных мощностей, генерируемых каждым источником: для генераторов энергосистемы

$$Q_1 = \frac{1800 - 1340}{2 \cdot 71,3} = 3,27 \text{ Мвар};$$

для синхронных двигателей

$$Q_2 = \frac{1800 - 655}{2 \cdot 77} = 7,45 \text{ Мвар}.$$

и для конденсаторной батареи

$$Q_0 = 5 - 3,27 - 7,45 = -5,72 \text{ Мвар}.$$

Для конденсаторной батареи получилась отрицательная мощность и устанавливать ее оказывается экономически невыгодно.

Остаются два источника реактивной мощности, для которых расчет следует повторить по формулам (11-32):

Определяем величину λ :

$$\lambda = \frac{2 \cdot 5 + \frac{1340}{71,3} + \frac{655}{77}}{\frac{1}{71,3} + \frac{1}{77}} = 1380 \text{ руб/Мвар}.$$

Отсюда определяем реактивную мощность, передаваемую из системы:

$$Q_1 = \frac{1380 - 1340}{2 \cdot 71,3} = 0,28 \text{ Мвар}.$$

и генерируемую синхронными двигателями:

$$Q_2 = \frac{1380 - 655}{2 \cdot 77} = 4,72 \text{ Мвар}.$$

Таким образом, наиболее экономичным источником реактивной мощности в данном случае являются синхронные двигатели. Минимальную величину затрат определяем по формуле (11-24):

$$Z_{\text{мин}} = 0 + 1340 \cdot 0,28 + 71,3 \cdot 0,28^2 + 872 + 655 \cdot 4,72 + 77 \cdot 4,72^2 = 6060 \text{ руб.}$$

При полной компенсации реактивной мощности синхронными двигателями

$$Q_1 = 0;$$
$$Q_2 = 5 \text{ Мвар}$$

и величины затрат будут равны:

$$Z = 872 + 655 \cdot 5 + 77,5^2 = 6070 \text{ руб.}$$

Проверяем для двигателей выполнение условия (11-33).
Номинальная реактивная мощность семи двигателей равна:

$$Q_m = 7 \cdot 0,82 = 5,75 \text{ Мва.}$$

Как следует из табл. 11-5, такая мощность может быть обеспечена при полной нагрузке двигателей и изменениях напряжения на зажимах в пределах 0,95—1,05 номинального. При таких условиях можно принять:

$$Q_{\text{макс}} = 5,75 \text{ Мвар.}$$

Устойчивость работы двигателя при нормальном режиме и $\cos \varphi = 1$ обеспечивается, и можно принять:

$$Q_{\text{мин}} \leq 0.$$

Так как при использовании двигателя для компенсации генерируемая мощность может изменяться в пределах от 0 до 5 Мвар, то условие (4-33) выполняется:

$$5,75 > Q_{\text{дв}} \geq 0.$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок, изд-во «Энергия», 1966.
2. Глазунов А. А. и Глазунов А. А., Электрические сети и системы, Госэнергоиздат, 1960.
3. Будзко И. А. и Степанов В. Н., Электрические линии и сети сельскохозяйственного назначения, Сельхозгиз, 1958.
4. Рябков А. Я., Электрические сети и системы, Госэнергоиздат, 1959.
5. Архипов Н. К., Расчет городских электрических сетей с учетом регулирующих устройств, изд. МКХ РСФСР, 1957.
6. Сербиновский Г. В. и Федосенко Р. Я., Электрические нагрузки жилых зданий, «Электрические станции», 1966, № 8.
7. Бачелис Б. С., Белоруссов Н. И. и Саакян А. Е., Электрические кабели, провода и шнуры. Справочник, Госэнергоиздат, 1963.
8. Сарычев Б. М., Справочник по проектированию воздушных линий электропередачи, изд. МКХ РСФСР, 1958.
9. Временные указания по регулированию напряжения в электрических сетях, изд. БТИ ОРГРЭС, 1966.

10. Временные руководящие указания по определению электрических нагрузок промышленных предприятий, Госэнергоиздат, 1962.

11. Указания по проектированию городских электрических сетей. Внутриквартальные электрические сети напряжением до 1000 в в городах и поселках городского типа, Государственное издательство по строительству, архитектуре и строительным материалам, 1961.

12. Алексеев С. В., Баумштейн И. А., Либерман А. Я., Малов В. С., Рапопорт М. И., Федотов И. М., Хомяков М. В. и Царев М. И., Справочник по электрическим сетям высокого напряжения, Госэнергоиздат, 1962.

13. Справочник энергетика промышленных предприятий под общей ред. А. А. Федорова (гл. редактор), Г. В. Сербиновского и Я. М. Большама, т. I, Госэнергоиздат, 1963.

14. Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок, Тяжпромэлектропроект, 1963. № 1. Дополнения и разъяснения к «Временным руководящим указаниям по определению электрических нагрузок промышленных предприятий».

15. Лившиц Д. С., Нагрев проводников и защита предохранителями в электросетях до 1000 в, изд-во «Энергия», 1967.

16. Спеваков П. И., Выбор стальных полос в качестве проводников зануления, «Промышленная энергетика», 1963, № 1.

17. Кнорринг Г. М., Выбор осветительной арматуры и способ проводки в осветительных сетях, Тяжпромэлектропроект, «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1963, № 7.

18. Архипов Н. К., Режим напряжения в электрических распределительных сетях, изд. ВЗЭИ, 1964.

19. Солдаткина Л. А., Регулирование напряжения в городских сетях, изд-во «Энергия», 1967.

20. Поярко в К. М., Регулирование напряжения в электрических сетях сельских районов, изд-во «Энергия», 1965.

21. Зельцбург Л. М., Экономика электроснабжения промышленных предприятий, Волго-Вятское книжное издательство, 1966.

22. Найфельд М. Р. и Спеваков П. И., Сопротивления трансформаторов в режиме однофазного замыкания в сетях напряжением до 1000 в, «Промышленная энергетика», 1968, № 11.

23. Райцельский Л. А., Справочник по осветительным сетям, изд-во «Энергия», 1968.

2068

