СОДЕРЖАНИЕ

Раздел первый. Общие сведения 5

1-1. Условные обозначения и вспомогательные таблицы . 5
1-2. Основные сведения из теорин электротехники 14
1-3. Определения 16
1-4. Номинальные напряжения 17
1-5. Основные требования к электрическим сетям 19

Раздел второй. Краткие сведения о конструкции проводов и кабелей и условиях их прокладки 22

2-1. Провода неизолированные 22
2-2. Провода и шнуры установочные изолированные . . . 25
2-3. Силовые кабели 38
2-4. Прокладка проводов и кабелей во взрывоопасных помещеннях 47

Раздел третий. Определение расчетных электрических нагрузок 49

3-1. Расчетные нагрузки промышленных предприятнй . . 49
3-2. Расчетные нагрузки жилых н общественных зданий . 70

Раздел четвертый. Выбор сечений проводов и кабелей по условию нагревания 76

4-1. Допустимые токовые нагрузки на провода, кабели и шины 76
4-2. Выбор максимальной токовой защиты линий 99
4-3. Выбор сечений проводов и кабелей 114

Раздел пятый. Выбор сечений проводов и кабелей по допустимой потере напряжения 127

5-1. Активные и индуктивные сопротивления линий . . . 127
5-2. Расчет сети по допустимой потере напряжения без учета индуктивного сопротивления линии 134
5-3. Расчет сети по потере напряжения с учетом индуктивиости линий 140
5-4. Расчет по потере напряжения линии переменного тока, выполненной стальными проводами 143
5-5. Расчет сети при помощи вспомогательных таблиц удельных потерь напряжения 144
5-6. Расчет по потере напряжения и условию наименьшей затраты металла 164

5-7. Расчет по потере напряжения и условию постоянной плотности тока 167
5-8. Выбор ответвления обмотки высшего напряжения понижающего трансформатора 168

Раздел шестой. **Выбор проводников по термической и динамической устойчивости току короткого замыкания** 174

Раздел седьмой. **Проверка условия срабатывания защитного аппарата при коротком замыкании в электрических сетях напряжением до 1 000 *в*** . . . 179

Раздел восьмой. **Выбор проводов и кабелей по экономической плотности тока** 190

Раздел девятый. **Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях** 195

Раздел десятый. **Технико-экономические расчеты** . . 201

Литература 224

Ф. Ф. КАРПОВ и В. Н. КОЗЛОВ

СПРАВОЧНИК ПО РАСЧЕТУ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

Издание второе

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЭНЕРГИЯ»
МОСКВА 1964 ЛЕНИНГРАД

ЭЭ-3-3
УДК 621.316.11(083)
К 26

Книга содержит справочные таблицы по расчету электросетей напряжением до 10 кв включительно по условиям нагревания, допустимой потери напряжения и экономической плотности тока. Таблицы сопровождаются кратким изложением методов расчета и решением поясняющих примеров.

Кроме сведений технического характера, приведены данные для экономического сравнения вариантов выполнения линий.

Справочник рассчитан на электротехников, работающих по проектированию промышленных и коммунальных электросетей, а также может служить пособием для электротехников и электромонтеров, занятых на монтаже и эксплуатации электрических сетей.

Карпов Федор Федорович, Козлов Валерьян Николаевич.
Справочник по расчету проводов и кабелей, изд. 2-е.
М.—Л., издательство „Энергия", 1964.
224 с. с черт.

Тематический план 1964 г., № 105.

Редактор *Е. А. Каминский* Техн. редактор *Н. И. Борунов*

Сдано в набор 12/III 1964 г. Подписано к печати 25/V 1964 г.
Т-04374 Бумага 84×108¹/₃₂ 14 печ. л. Уч.-изд. л. 14,29
Тираж 37 000 экз. Цена 71 коп. Зак. 1129

Московская типография № 10 Главполиграфпрома
Государственного комитета Совета Министров СССР по печати
Шлюзовая наб., 10.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1-1. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ТАБЛИЦЫ

Единицы измерения

С 1 января 1963 г. введен 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 *квт · ч* = 3,6 · 10^6 *дж* = 3,6 *Мдж*;

1 *кГ · м* = 9,80665 *дж* (с округлением 9,81 *дж*);

1 *ккал* = 4 186,8 *дж* (с округленнем 4 190 *дж*);

1° К = 1° С;

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

где t° К — температура в градусах Кельвина;

t° С — температура в градусах стоградусной шкалы (шкала Цельсия).

ОБОЗНАЧЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ

$>$ — больше

$\geqslant$ — больше или равно

$<$ — меньше

$\leqslant$ — меньше или равно

$\div$ — от до

$\sim$ — приблизительно

$\approx$ — приблизительно равно

∞ — бесконечно большая величина

Σ — арифметическая сумма

Таблица 1-1

Единицы измерения

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Меры массы		*Электрические единицы*	
Грамм	*г*	Ампер	*а*
Килограмм	*кг*	Килоампер	*ка*
Тонна	*т*	Вольт	*в*
Меры длины		Киловольт	*кв*
Метр	*м*	Ватт	*вт*
Миллиметр	*мм*	Киловатт	*квт*
Сантиметр	*см*	Мегаватт	*Мвт*
Километр	*км*	Вольт-ампер	*ва*
Меры поверхности		Киловольт-ампер	*ква*
Квадратный метр	$м^2$	Мегавольт-ампер	*Мва*
Квадратный миллиметр	$мм^2$	Ом	*ом*
Меры объема		Мегом	*Мом*
Кубический метр	$м^3$	Вольт-ампер реактивный	*вар*
Кубический миллиметр	$мм^3$	Киловольт-ампер реактивный	*квар*
Меры времени		Герц	*гц*
Секунда	*сек*	*Меры температуры*	
Минута	*мин*	Градус стоградусной шкалы	°С
Час	*ч*	Градус Кельвина	°К
Меры энергии			
Киловатт-час	*квт·ч*		
Килограммометр	*кГ·м*		
Килокалория	*ккал*		
Джоуль	*дж*		
Килоджоуль	*кдж*		
Мегаджоуль	*Мдж*		

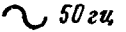
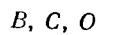
Таблица 1-2

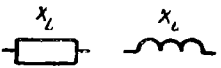
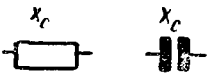
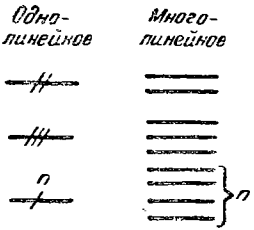
Функции тригонометрических величин

cos φ	sin φ	tg φ	cos φ	sin φ	tg φ
1	0	0	0,77	0,638	0,828
0,99	0,141	0,143	0,76	0,650	0,855
0,98	0,199	0,203	0,75	0,661	0,882
0,97	0,243	0,251	0,74	0,673	0,909
0,96	0,280	0,292	0,73	0,683	0,936
0,95	0,312	0,329	0,72	0,694	0,963
0,94	0,341	0,363	0,71	0,704	0,990
0,93	0,368	0,395	0,70	0,714	1,020
0,92	0,392	0,426	0,69	0,724	1,049
0,91	0,415	0,456	0,68	0,733	1,078
0,90	0,436	0,484	0,67	0,742	1,108
0,89	0,456	0,512	0,66	0,751	1,138
0,88	0,475	0,540	0,65	0,759	1,168
0,87	0,493	0,567	0,64	0,768	1,201
0,86	0,510	0,593	0,63	0,776	1,233
0,85	0,527	0,620	0,62	0,785	1,266
0,84	0,543	0,646	0,61	0,792	1,299
0,83	0,558	0,672	0,60	0,800	1,333
0,82	0,572	0,698	0,55	0,835	1,518
0,81	0,586	0,724	0,50	0,866	1,732
0,80	0,600	0,750	0,45	0,893	1,990
0,79	0,613	0,776	0,40	0,916	2,290
0,78	0,626	0,802			

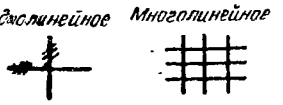
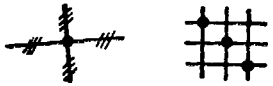
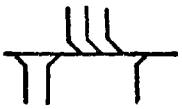
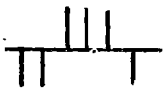
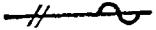
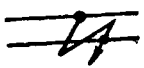
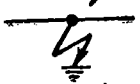
Таблица 1-3

Обозначения условные графические для электрических схем (ГОСТ 7624-62)

Наименование	Обозначение
Ток постоянный. Напряжение постоянное	
Ток переменный. Напряжение переменное. Общее обозначение	
Ток переменный трехфазный 50 *гц*	
Провод нулевой	
Фазы сети трехфазного тока: а) напряжения не ниже 1 000 *в* б) напряжения ниже 1 000 *в*	
Полярность отрицательная	
Полярность положительная	
Заземление	
Направление передачи тока, сигнала или потока энергии	
Соединение электрическое металлическое разъемное и неразъемное. Общее обозначение	
Примечание. В схемах энергопитания для изображения разъемного и неразъемного соединения допускается использовать следующее обозначение.	

Наименование	Обозначение
Элемент нагревательный	
Сопротивление для схем эквивалентных и схем замещения:	
а) активное	
б) реактивное	
в) полное	
г) индуктивное	
д) емкостное	
Провод, кабель, шина электрической цепи: Общее обозначение	
Провод гибкий	
Цепь из двух, трех и *n* проводов кабелей, шин	
Цепь электрическая четырехпроводная. Провода четырехпроводной трехфазной электрической цепи	

Продолжение табл. 1-3

Наименование	Обозначение
Провода, кабели, шины пересекающиеся, электрически не соединенные	
Провода, кабели, шины пересекающиеся, электрически соединенные	
Ответвление одного провода, кабеля, шины	
Слияние и разветвление проводов и кабелей Примечание. Допускается изображать слияние и разветвление проводов и кабелей под прямым углом	 
Провод скрученный (шнур)	
Муфта кабельная концевая	
Муфта кабельная соединительная	
Муфта кабельная ответвительная	
Повреждение изоляции между проводами	
Повреждение изоляции на землю	
Машина вращающаяся. Общее обозначение	

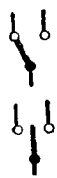
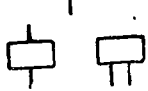
Наименование	Обозначение
Трансформатор. Общее обозначение	
Батарея из гальванических или аккумуляторных элементов	
Предохранитель плавкий. Общее обозначение	
Выключатель однополюсный	
Выключатель четырехполюсный	
Переключатель на одно направление (однолюсный): а) на два положения б) на три положения (третье положение нейтральное)	
Разъединитель однополюсный	
Выключатель автоматический воздушный. Общее обозначение	
Выключатель высокого напряжения трехполюсный. Примечание. В схемах электроснабжения допускается высоковольтный выключатель изображать, как указано	
Обмотка реле, 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 распределительные	
Шкаф распределительный (силовой и освещения)	
Щиток групповой рабочего освещения	
Щиток групповой аварийного освещения	
Пускатель	

Продолжение табл. 1-4

Наименование	Обозначение
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 500 *в* включительно	
Линия силовой распределительной сети переменного тока напряжением свыше 500 *в*	
Линия сети рабочего освещения: а) для чертежей только электроосвещения б) для чертежей с совмещенными сетями (силовой и осветительной)	
Линия сети аварийного освещения: а) для чертежей только электроосвещения б) для чертежей с совмещенными сетями (силовой и осветительной)	
Линия сети 36 *в* и ниже	
Линия заземления	

Наименование	Обозначение
Линия уходит вниз	
Линия приходит сверху	
Линия разветвляется и уходит вверх и вниз	
Три одножильных провода марки АПР, сечением 10 *мм*², прокладываемые на изоляторах (пример)	АПРЗ (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)	ААГ2 (3×50+ +1×25) 2Т $1^1/_2''$

1-2. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ИЗ ТЕОРИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

Величина тока определяется по закону Ома:
для цепи постоянного тока

$$I = \frac{U}{R}, \ a; \tag{1-1}$$

для цепи переменного тока

$$I = \frac{U}{Z}, \ a \tag{1-2}$$

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

Омическое сопротивление проводника зависит от материала и его геометрических размеров:

$$R = \rho \frac{l}{F}, \ ом \tag{1-3}$$

где l — длина проводника, *м*;
F — поперечное сечение, *мм²*;
ρ — удельное сопротивление, *ом·мм²/м*.

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

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}, \ ом. \tag{1-4}$$

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

$$U_ф = \frac{U_л}{\sqrt{3}};$$

$$I_ф = I_л;$$

при соединении в треугольник

$$U_ф = U_л;$$

$$I_ф = \frac{I_л}{\sqrt{3}},$$

где индексы „ф" и „л" соответствуют фазному и линейному (междуфазному) значениям величины.

Мощность цепи постоянного тока

$$P = UI = I^2R, \ вт. \tag{1-5}$$

Мощность однофазного переменного тока:
активная

$$P = UI \cos \varphi, \ вт, \tag{1-6}$$

реактивная

$$Q = UI \sin \varphi, \ вар. \tag{1-7}$$

Мощность трехфазного переменного тока:
активная

$$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi, \ вт, \tag{1-8}$$

реактивная

$$Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi, \ вар. \tag{1-9}$$

Полная мощность трехфазного переменного тока

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

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:

1) воздушные линии,
2) кабельные линии,
3) электропроводки,
4) токопроводы.

Электрической 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 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 электропроводкам относятся силовые и осветительные линии постоянного и переменного тока до 1 000 *в*, проложенные внутри зданий и сооружений, по наружным их стенам, по территориям дворов и приусадебных участков, выполняемые изолированными проводами, а также небронированными кабелями с резиновой изоляцией (например, марок АСРГ, АВРГ и т. п.) мелких сечений (до 16 $мм^2$ включительно).

Электропроводки по способу выполнения разделяются на следующие виды:

1. Открытая, проложенная по поверхности стен и потолков, по фермим 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, цветной металлургии, химических и других энергоемких производств. Токопроводы состоят из голых шин, проложенных в коробах, в закрытых галереях или туннелях, а также открыто на опорных конструкциях. Токопроводы применяются как при напряжении до 1 000 *в*, так и до 10 *кв* включительно.

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, введенного 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 1 000 *в* (постоянный ток)

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

Таблица 1-7

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

Сети и приемники электрической энергии			Генераторы трехфазного тока (междуфазное напряжение)	Трансформаторы			
трехфазного тока				трехфазного тока		однофазного тока	
междуфазное напряжение	фазное напряжение	однофазного тока		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. 1. Для существующих электрических сетей с номинальным напряжением 500 *в* должно изготовляться электрооборудование на это напряжение.

Таблица 1-8

Номинальные междуфазные напряжения трехфазного тока свыше 1 000 *в* электрических сетей, генераторов, трансформаторов и приемников электрической энергии, а также их наибольшие рабочие напряжения длительно допустимые по условиям работы изоляции, *кз*

Сети и приемники электрической энергии	Генераторы	Трансформаторы		Наибольшее рабочее напряжение
		первичные обмотки	вторичные обмотки	
3	3,15	3 и 3,15	3,15 и 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. Табл. 4 ГОСТ 721-62 приведена не полностью, 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 к выводам 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.

Таблица 1-9

Выбор напряжения распределительных сетей

Номинальное напряжение сети, *в*	Область применения
	I. Напряжение выше 1 000 в
3 000	В качестве основного напряжения распределительной сети находит сравнительно 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 в широком диапазоне мощностей, в особенности при наличии значительного числа электроприемников на 6 *кв*
10 000	Рекомендуется к широкому применению, особенно при отсутствии электроприемников, которые могут питаться непосредственно от сети 6 *кв*

Продолжение табл. 1-9

Номинальное напряжение сети, *в*	Область применения
	2. Напряжение до 1 000 в
660	Рекомендуется к широкому применению в угольной, горнорудной, химической и нефтяной 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 в следующих случаях: 1) на реконструируемых или расширяемых предприятиях с большим удельным весом сохраняемых установок 220/127 *в* 2) при больших плотностях нагрузок
36	Для сети местного и ремонтного освещения в помещениях с повышенной опасностью
12	Для сети местного и ремонтного освещения в котельных и в других особо опасных помещениях
36, 24, 12	Для питания цепей управления, сигнализации и автоматизации технологических процессов
24, 48, 60	Устройства автоматики и телемеханики

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 нагревания рабочим током, а в некоторых случаях и защиты от перегрузки. Для кабелей безопасность гарантируется также их термической устойчивостью при прохождении тока короткого замыкания.

Таблица 1-10

Наименьшие допустимые сечения проводов и кабелей в электропроводках по условию механической прочности, *мм*²

Характеристика провода и условий прокладки	Наименьшее сечение	
	медь	алюминий
Изолированные провода внутри и снаружи осветительных арматур:		
внутри здания	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 силовой сети, сети освещения со штепсельными розетками и штепсельные линии	1,5	2,5
3. Вводы в квартиры, к потребителям, расчетным счетчикам	2,5	4
4. Стояки 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

Характеристика провода и условий прокладки	Наименьшее сечение	
	медь	алюминий
Неизолированные провода в наружных проводках	4	10
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, *мм*² (или диаметры, *мм*)

Характеристика линий	Конструкция и материал проводов и тросов				
	Алюминиевые, *мм*²	Сталеалюминиевые, *мм*²	Биметаллические (сталеалюминиевые), *мм*²	Стальные	
				многопроволочные, *мм*²	однопроволочные (диаметр), *мм*
Воздушные линии 1—10 *кв*:					
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	—	[1]	—
В. Железных дорог, надземных трубопроводов и канатных дорог	70	35	—	[1]	—
Г. Автомобильных дорог классов I и II, трамвайных и троллейбусных линий	35	25	—	25	—
Д. Автомобильных дорог класса III	25	10	—	25	—
Е. Воздушных линий до 10 *кв*	35	25	—	25	—
4. Воздушные линии до 1 000 *в*	16	10	10[2]	25	4[2]
5. Ответвления от воздушных линий к вводам в здания	16	—	4	—	3

Примечания: 1. Не допускается применение стальных проводов, за исключением грозозащитных тросов.

2. Не допускается применение однопроволочных проводов диаметром более: 6,5 *мм* биметаллических и 5 *мм* стальных.

Для безопасной эксплуатации сети также необходим 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 электропередач при воздействии тяжения самих проводов, гололеда, ветра и др. 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, напряжения и расстояний между точками крепления.

3. Передавать электроэнергию потребителям с наименьшими отклонениями напряжения от номинального. Это достигается эксплуатацией сети в соответствии с расчетом сети на потерю напряжения.

4. Обеспечивать наименьшие затраты на эксплуатацию и сооружение электросети при достижении условий, изложенных в пп. 1—3.

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 прокладываются на открытом воздухе, прикрепляясь к опорам воздушных линий или к кронштейнам инженерных сооружений при помощи арматуры и изоляторов.

Основными конструкциями неизолированных проводов являются:

1. Однопроволочные и многопроволочные провода из одного металла (алюминия или стали).

2. Многопроволочные сталеалюминиевые провода, имеющие стальной сердечник и алюминиевую оболочку.

3. Однопроволочные и многопроволочные сталеалюминиевые провода из биметаллической проволоки.

Провода медные, 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

Таблица 2-1

Неизолированные провода

Марка	Наименование провода	Диапазон сечений, *мм²*	Область применения
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)
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—600	То же, когда требуется повышенная механическая прочность проводов
БА	Биметаллический сталеалюминиевый	4—500	Провода в диапазоне сечений 4—35 *мм²* предназначаются для электрификации сельского хозяйства и для ответвлений от воздушных линий к вводам в здания. Провода бо́льших 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

Таблица 2-2

Диаметры, веса и строительные длины алюминиевых неизолированных проводов

Номинальное сечение, *мм²*	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

Продолжение табл. 2-2

Номинальное сечение, *мм*²	Диаметр, *мм*	Вес 1 *км* провода, *кг*	Строительная длина, *м*
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

применяются только для слабонагруженных сетей. Для больших пролетов применяются сталеалюминиевые провода (рис. 2-2), в которых стальной сердечник служит для усиления механической проч-

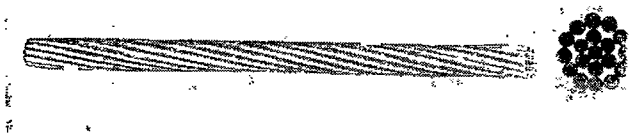


Рис. 2-1. Провод неизолированный алюминиевый марки А.

ности и алюминиевая оболочка является проводящей частью провода.

Провода алюминиевые и сталеалюминиевые изготовляются по ГОСТ 839-59 и стальные по ГОСТ 5800-51 и ГОСТ 8053-56. Серий-

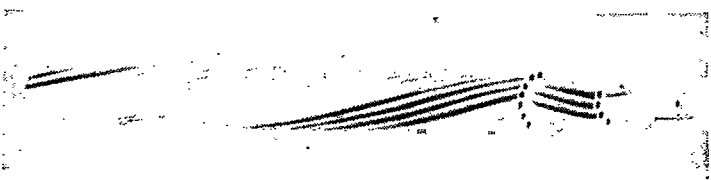


Рис. 2-2. Провод неизолированный сталеалюминиевый марки АС.

ный выпуск сталеалюминиевых коррозионностойких проводов намечен начиная с 1964 г. («Типаж неизолированных проводов для линий электропередачи на 1961—1965 гг.»).

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

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 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 электродвига-

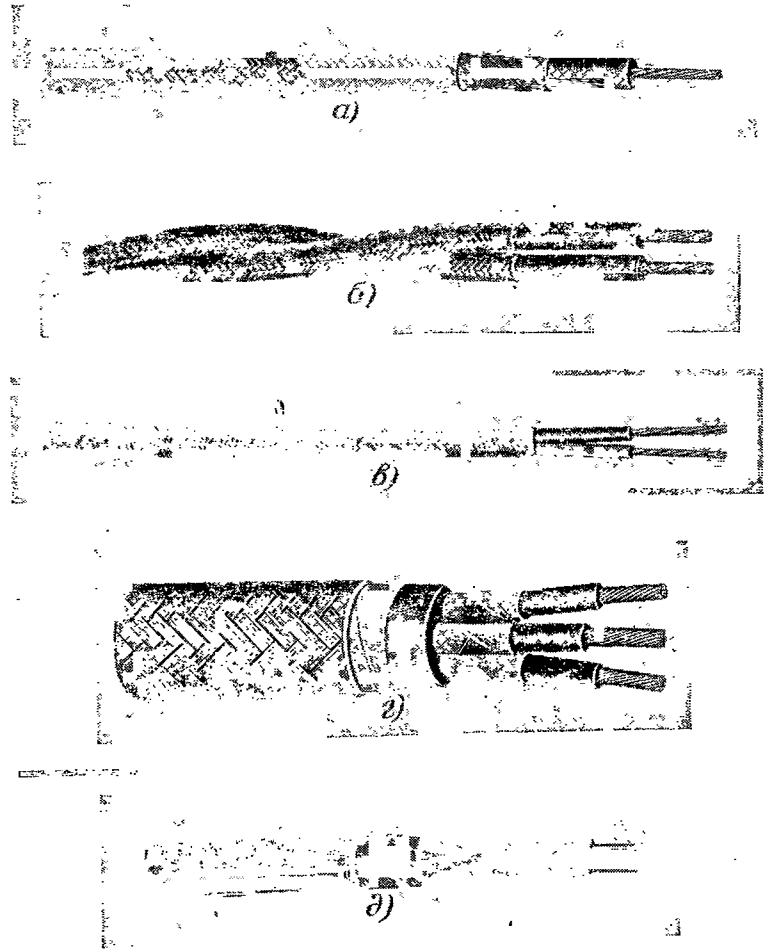


Рис. 2-3. Конструкция проводов и шнуров.
а — ПРГ; *б* — ШР; *в* — ДПРГ; *г* — ПРШП; *д* — ТПРФ.

Таблица 2-3

Марки проводов и шнуров с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией

Марка	Наименование проводов и шнуров	ГОСТ или ВТУ
1. Установочные провода и шнуры с резиновой изоляцией с оплеткой из волокнистых материалов и без оплетки		
АПН	Провод с алюминиевой жилой с наиритовой резиновой изоляцией без оплетки	ТУКП 36-58
АПР	Провод с алюминиевой жилой в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	ГОСТ 5352-52
АПРТО	Провод с алюминиевой жилой в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным 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 непропитанной оплетке из хлопчатобумажной пряжи одножильный	ГОСТ 1977-54
АРД	Провод с медными жилами арматурный в непропитанной оплетке из хлопчатобумажной пряжи двухжильный	ГОСТ 1977-54
ДПРГ	Провод с медными жилами гибкий, двухжильный в общей оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	То же
ПР	Провод с медной жилой в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом, одножильный	ГОСТ 1977-54
ПРГ	Провод с медной жилой, гибкий, в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	То же
ПРГЛ	Провод с медной жилой, гибкий, в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, покрытой лаком	„ „
ПРД	Провод с медными жилами, гибкий, в непропитанной оплетке из хлопчатобумажной пряжи, двухжильный	„ „
ПРЛ	Провод с медной жилой в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, покрытой лаком	„ „
ПРТО	Провод с медными жилами в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом для прокладки в основном в стальных трубах	ВТУЭ 128-43

Марка	Наименование проводов и шнуров	ГОСТ или ВТУ
ПРВ	Провод с медной жилой в полихлорвиниловой оболочке, одножильный	ТУКП 2-59
ПРГВ	Провод гибкий с медной жилой в полихлорвиниловой оболочке, одножильный	То же
ПРВД	Провод гибкий с медными жилами в полихлорвиниловой оболочке, двухжильный	» »
ШР	Шнур с медными жилами в непропитанной оплетке из хлопчатобумажной пряжи, двухжильный	ГОСТ 1977-57
РКГМ	Провод гибкий с медной жилой, с изоляцией из полисилоксановой резины, в оплетке, пропитанной кремнийорганическим лаком, одножильный	ВТУ МЭП ОАА 505. 027-53
2. Установочные провода с резиновой изоляцией в металлических защитных оболочках		
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	То же
ТПРФ	Провод с медной жилой в трубчатой металлической фальцованной оболочке	ГОСТ 1843-46
3. Установочные провода с полихлорвиниловой изоляцией		
АПВ	Провод с алюминиевой жилой	ГОСТ 6323-62
ПВ	Провод с медной жилой	То же
ПГВ	Провод с гибкой медной жилой	» »
ППВ	Провод плоский с медными жилами	» »
АППВ	Провод плоский с алюминиевыми жилами	» »
ППВС	Провод плоский с медными жилами	» »
АППВС	Провод плоский с алюминиевыми жилами	» »
УВГ	Провод с гибкой медной жилой	ТУК 281-57
УВОГ	Провод с особо гибкой медной жилой	То же
4. Шнуры для бытовых электроприборов		
ШВРО	Шнур с резиновой изоляцией скрученный с заполнением в общей оплетке из хлопчатобумажной пряжи, лощеной нитки, натурального или искусственного шелка	ГОСТ 7399-55

Продолжение табл. 2-3

Марка	Наименование проводов и шнуров	ГОСТ или ВТУ
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	То же
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	» »
ШВВШ	Шнур с медными жилами с полихлорвиниловой изоляцией, скрученный, в полихлорвиниловой оболочке	ТУК 271-57

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
1. Провода и шнуры с резиновой изоляцией						
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	—	—	—	—
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	—	—	—

Продолжение табл. 2-4

Марка провода и шнура	Число жил	Диапазоны сечений жил (*мм²*) при номинальном напряжении, *в*				
		220	380	500	2 000	3 000
2. Провода с резиновой изоляцией в металлической защитной оболочке						
ПРП, ПРШП	1, 2, 3, 4	—	—	1—95	—	—
ТПРФ	1, 2, 3, 4	—	—	1—10	—	—
3. Установочные провода с полихлорвиниловой изоляцией						
ПВ, ПГВ	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 изготовляются с нулевой или заземляющей жилами, сечения которых указаны в табл. 2-5.

телей и различных промышленных и бытовых переносных электроприемников.

По напряжению провода изготовляются 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, четырехжильными и многожильными, а шнуры преимущественно двухжильными (рис. 2-3). Токоведущие жилы проводов изготовляются из круглой медной или алюминиевой проволоки.

Изоляция проводов и шнуров состоит из резины или полихлорвинилового пластиката. Защитными покровами проводов и шнуров с резиновой изоляцией служит оплетка из волокнистых материалов, пропитанная или непропитанная противогнилостным составом. Про-

Таблица 2-5

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

Сечение основных (фазных) жил, *мм²*	1; 1,5	2,5	4	6	10; 16	25; 35	50	70	95
Сечение нулевой (заземляющей) жилы, *мм²*	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 напряжении до 500 *в* переменного и 1 000 *в* постоянного тока	В изоляционных трубках, на роликах, изоляторах и клицах, по металлическим и бетонным поверхностям с прокладкой под проводами изолирующих материалов
ПР-3 000	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 пульты, 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
ПРГ-500 ПРГ-3 000 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 или 3 000 *в* переменного тока	В металлических рукавах
ПВ АПВ	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	В трубах, на роликах, изоляторах и клицах, по металлическим и бетонным поверхностям с прокладкой под проводами 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

Продолжение табл. 2-6

Рекомендуемые марки проводов	Основная область применения	Способ прокладки
ПРД ПРВД ПРТО-500 АПРТО-500	Осветительные сети в сухих и отапливаемых помещениях Осветительные и силовые сети во взрывоопасных помещениях, провода марки ПРТО также по вибрирующим 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	По роликам 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	В стальных трубах и металлических рукавах
ПРП	Осветительные и силовые сети, вторичные цепи станков и механизмов при наличии легких механических воздействий на провод и отсутствии воздействий на провод масел и эмульсии 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 при 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

Рекомендуемые марки проводов	Основная область применения	Способ прокладки
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
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
ШР	Присоединение подвижных электроприемников в сухих помещениях к сетям с номинальным напряжением между жилами до 220 *в*	Открыто
РКГМ	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 помещений по стенам и потолкам в сухих и сырых помещениях	Открыто и скрыто (под штукатурку или в строительных конструкциях)
ППВС, АППВС	То же	Скрыто под штукатурку или в строительных конструкциях
УВГ, УВОГ	В полевых условиях	Фиксированная прокладка
ШВРО $2\times0{,}5$ *мм*^{2}	Для дорожных утюгов, медицинских грелок и электропаяльников	—
$2\times0{,}75$ *мм*^{2}	Для утюгов	—
2×1 *мм*^{2}	Для утюгов свыше 600 *вт*	—
$3\times0{,}75$ *мм*^{2}	Для переносных электроприборов в условиях, требующих заземления электроприбора	—

Продолжение табл. 2-6

Рекомендуемые марки проводов	Основная область применения	Способ прокладки
ШПРО 2×0,5 *мм²*	Для настольных ламп, вентиляторов, сферических отражателей, телевизоров, медицинских рефлекторов	—
2×0,75 *мм²*	Для настольных ламп, плиток, чайников, кофейников, кастрюль, удлинителей, телевизоров и трансформаторов к бытовым приборам	—
ШВРШ 2×0,75 *мм²*	Для холодильников, пылесосов, электрополотеров, стиральных машин и удлинителей	—
2×1 *мм²*	Для плиток свыше 600 *вт*	—
3×0,75 *мм²*	Для холодильников, пылесосов, электрополотеров, стиральных машин и удлинителей в условиях, требующих заземления электроприбора	—
3×1 *мм²*	Для плиток свыше 600 *вт* в условиях, требующих заземления	—
ШПВ 2×0,35 *мм²*	Для абонентских громкоговорителей и электробритв	—
2×0,5 *мм²*	Для радиоприемников, телевизоров, радиограммофонов, электропроигрывателей и магнитофонов	—
2×0,75 *мм²*	То же	—
ШПО 2×0,35 *мм²*	Для абонентских громкоговорителей	—
ШВВШ 3×0,35 *мм²*	К электрическим машинкам для стрижки волос	—

вода и шнуры с полихлорвиниловой изоляцией, как правило, изготовляются 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, 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 и приняты следующие условные обозначения: + — рекомендуется, × — допускается, (—) — допускается в исключительных случаях при обоснованной необходимости, — — запрещается.

Выбор способа проводки в осветительных

Группа проводок	Марка провода	Способ прокладки	Характеристика: сухие нормальные: административные, бытовые	сухие нормальные: производственные	влажные	сырые	особо сырые	пыльные	с химически активной средой
Открытые на изолирующих опорах[1]	ПРД	На роликах	(–)	(–)	–	–	–	–	–
	АПР; ПР	„ „	(–)	(–)	(–)	(–)[6]	(–)[6]	–	–
	АПР; ПР; АПВ; ПВ[5]	На изоляторах	(–)	+	+	+	+	×[9]	+
	Голые	„ „	–	×	×	×	×	–	×
Открытые струнные и тросовые	АТРГ	Перекидки	(–)	+	+	+	×	+	–
	АНРГ; НРГ; АВРГ; ВРГ; АСРГ; СРГ[5;12]	По струне	(–)	×	+	+	+[13]	+	+[13]
	АПР; ПР	На тросе	(–)	+	×	×[16]	×[13;16]	×[16]	×[13;16]
Открытые непосредственно по основаниям	АПР; ПР	В бумажно-металлических трубках	+	+	–	–	–	×	–
	АПРТО; ПРТО; АПР; ПР; АПВ; ПВ[5;17]	В стальных трубах[18]	(–)	×	×	×	×	×	×
	АНРГ; НРГ; АВРГ; ВРГ; АСРГ; СРГ[5;12]	На скобках	(–)	×	+	–	+	+	+
	АТПРФ; ТПРФ	На скобках	+	+	–	–	–	+	–
	АППВ; ППВ; АПН[19]	На скобках или с креплением гвоздями	×	×	×	×	–	×	–

Таблица 2-7

сетях в зависимости от условий среды

помещений

пожароопасные				взрывоопасные						наружные проводки	чердаки[2,3]
П-I	П-II	П-IIа	П-III	В-I	В-Iа	В-Iб	В-Iг	В-II	В-IIа		
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(—)[7]	(—)[8]
×[10]	×[10]	×[10]	×[10]	—	—	—	—	—	—	×	×[11]
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
×[10]	×[10]	×[10]	—	—	—	—	—	—	—	—	×
+[10]	+[10]	+[10]	+[10;13;14]	—	×[15]	+[15]	—	—	×[15]	+[13;14]	(—)
×[10;16]	×[10;16]	×[10;16]	×[10;13;16]	—	—	—	—	—	—	+[13;16]	(—)
—	×[20]	×[20]	—	—	—	—	—	—	—	—	×
×	×	×	×	+	+	+	+	+	+	×	+
+	+	+	+[14]	—	+[15]	+[15]	—	—	+[15]	+[14]	+
—	+[20]	+[20]	—	—	—	(—)[15]	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Группа проводок	Марка провода	Способ прокладки	Характеристика: сухие нормальные, административные, бытовые	сухие нормальные, производственные	влажные	сырые	особо сырые	пыльные	с химически активной средой
Скрытые[21]	АПР; ПР	В бумажно-металлических трубках	+	+	(—)	—	—	×	—
	АПР; ПР	В резино-битумных трубках	+	+	(—)	—	—	×	—
	АПР; ПР	В стеклянных трубках	×	×	(—)	—	—	×	—
	АПРТО; ПРТО	В стальных трубах[18]	(—)	×	×	×	×	×	×
	АПРТО; ПРТО	В строительных каналах	+	+	+	×	—	×	—
	АППВС; АППВ; ППВ; АПВ; ПВ	В штукатурке или в строительных каналах	+	+	+	×	—	×	—

Примечания: 1. В жарких помещениях разрешены все виды проводки, вышала допустимых для них значений. Если температура среды столь высока, что кой изоляцией, напрнмер РКГМ, голые провода и т. д.

2. Технические этажи бесфонарных зданий рассматриваются не как чердаки,

3. Скрытая проводка на чердаках разрешена только в стенах и перекрытиях из

4. Наименьшая высота проводки: изолированные провода в помещениях без полом; изолированные провода во всех остальных случаях—2,5 *м* над полом; голые козырьков; открытая прокладка на изолнрующих опорах запрещена в помещении

5. Провода и кабели с вниилитовой изоляцией следует применять при среде, масел и эмульсий), н при наиболее тяжелых условиях среды, а при проводке

6. Прокладка на роликах для сырых мест.

7. В местах, защищенных от непосредственного попадания осадков, на боль

8. Только в непроизводственных зданиях на высоте не менее 2,5 *м*.

9. При прокладке по несгораемым и трудносгораемым основанням.

10. Провода должны быть удалены от мест скопления горючих материалов и неоштукатуренным поверхностям запрещена.

11. На высоте не менее 2,5 *м* от пола.

12. Кабели АСРГ, СРГ применять только при отсутствии кабелей других ука

13. При выполненни струны или троса из материалов, не подверженных кор

14. Оболочка кабелей АВРГ, ВРГ должна быть защищена от прямых солнечных

15. При отсутствии возможности механических и химических воздействий на

16. Крепление проводов на изоляторах.

17. Прокладка в стальных трубах проводов АПР, ПР допускается только в по щественно в подъемах от щитков и на других коротких участках.

18. Проводка в стальных трубах должна применяться только в случае, когда водки. Как правило, должны применяться тонкостенные стальные трубы, и только и вне зданий—водогазопроводные трубы.

19. Для открытой прокладки должны применяться только провода с изоляцией в детских и лечебных учреждениях, зрелищных предприятиях, дворцах культуры

20. При отсутствии пыли, образующей с влагой соединения, разрушающе дей

21. Скрытые проводки с незаменяемыми (глухо заделанными в основание) про

22. В несгораемых стенах, перекрытиях и конструкциях.

23. Марки кабельных изделий с медными и алюминиевыми жилами указаны па нормативов.

помещений

пожароопасные				взрывоопасные						наружные проводки	чердаки[2;3]
П-I	П-II	П-IIа	П-III	В-I	В-Iа	В-Iб	В-Iг	В-II	В-IIа		
(—)[20]	×[20]	×[20]	—	—	—	—	—	—	—	—	×
—	×[22]	×[22]	—	—	—	—	—	—	—	—	(—)
—	(—)	(—)	—	—	—	—	—	—	—	—	(—)
×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
(—)[22]	×[22]	×[22]	—	—	—	—	—	—	—	—	×
(—)[22]	×[22]	×[22]	—	—	—	—	—	—	—	—	×

кроме ПРД, при таком снижении нагрузки, чтобы температура проводов не пре-
эта мера неосуществима, должны применяться провода со специальной теплостой-

а как производственные помещения.
несгораемых материалов.
повышенной опасности, а при напряжении сети до 40*в* — в любых помещениях 2 *м* над
провода — 3,5 *м* над полом и 2,5 *м* над настилом кранов, не имеющих специальных
для приготовления и приема пищи (кроме квартир).
агрессивной по отношению к резине (в частности, при возможности воздействия
в трубах также в особо сырых помещениях.

ших роликах.

недоступны для механических воздействий. Открытая прокладка по деревянным

занных марок.
розин.
лучей.
проводку.

мещениях категорий: сухие нормальные, влажные, пыльные, П-II и П-IIа, преиму-

по условиям среды или места прокладки не может быть выбран другой род про-
в сырых, особо сырых, с химически активной средой и взрывоопасных помещениях

из светостойкого пластиката. Запрещается прокладка по деревянным основаниям
и клубах.
ствующие на металлическую оболочку.
водами допускаются как исключение при невозможности иного решения.

раллельно, и выбор тех или других производится на основании соответствующих

2-3. СИЛОВЫЕ КАБЕЛИ

Силовые кабели предназначаются 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 изготовляются из алюминия или электролитической меди. Сечения алюминиевых и медных токопроводящих жил принимаются стандартными. По форме токопроводящие жилы разделяются на круглые, сегментные и секторные.

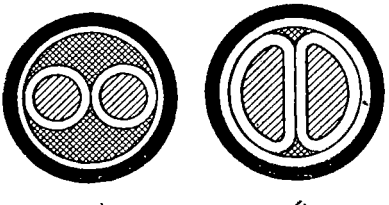


Рис. 2-4. Двухжильный кабель.
а — с круглыми жилами; *б* — с сегментными жилами.

Силовые кабели изготовляются 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 стальных круглых проволок.

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



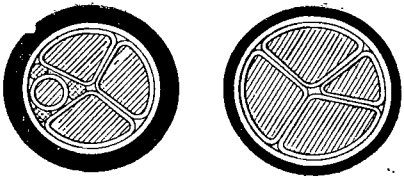
Рис. 2-5. Трехжильный кабель.
а — с круглыми жилами; *б* — с сегментными жилами.

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

Перечень марок и диапазон сечений кабелей до 10 *кв* в соответствии с «Типажем кабелей силовых для стационарных установок на напряжение 0,66—35 *кв* и мероприятий по его внедрению на 1963—1965 гг.» приведен 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 специального обозначения и отличается от кабеля с алюминиевыми жилами отсутствием буквы А в начале маркировки).



а *б*

Рис. 2-6. Четырехжильный кабель. *а* — с секторными рабочими жилами и круглой нулевой; *б* — с секторными жилами.

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

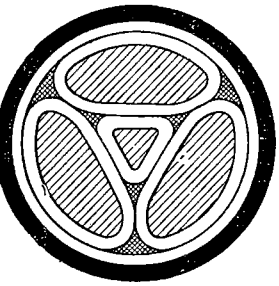


Рис. 2-7. Четырехжильный кабель с нулевой жилой в центре.

Изоляция жил кабеля:

П — полиэтиленовая,

В — полихлорвиниловая,

Р — резиновая.

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 тофрированную оболочку с полихлорвиниловым шлангом, буква Ш — алюминиевую оболочку с холодносварным швом.

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.

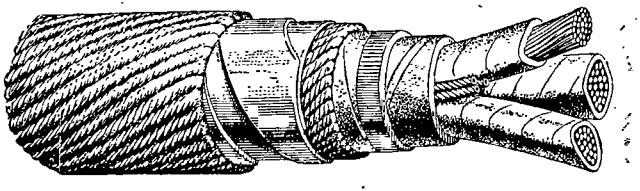


Рис. 2-8. Силовой кабель с ленточной броней и наружными покровами из пропитанной кабельной пряжи марки СБ.

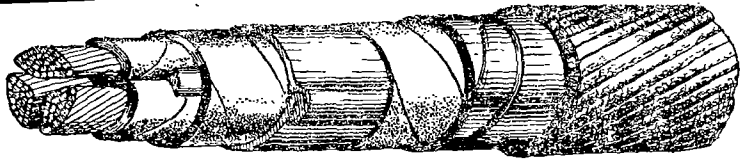


Рис. 2-9. Силовой кабель в алюминиевой оболочке с холодносварным швом.

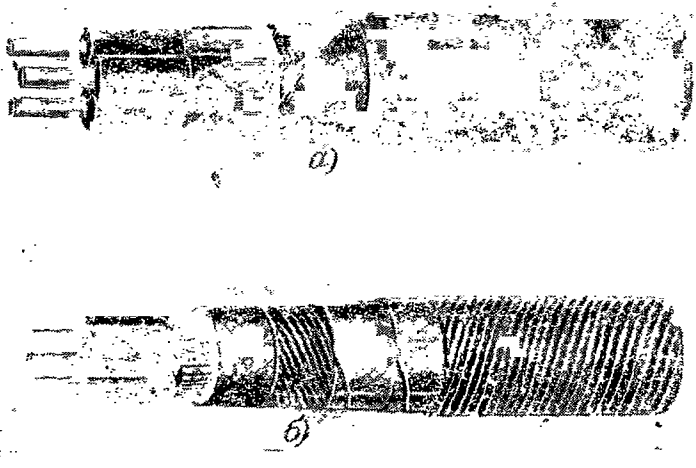


Рис. 2-10. Кабели силовые с резиновой изоляцией в свинцовой оболочке. *а* — небронированный марки СРГ; *б* — бронированный с наружным покровом марки СРБ.

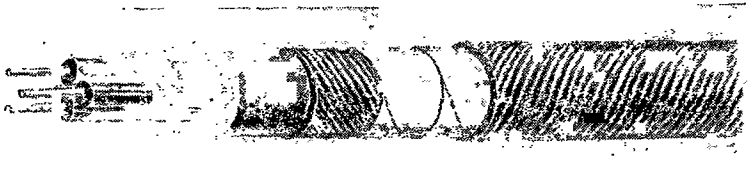


Рис. 2-11. Кабель с резиновой изоляцией в полихлорвиниловой оболочке бронированный с наружным покровом марки ВРБ.

Буква Т в конце марки обозначает, что кабель предназначается 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 с бумажной изоляцией, пропитанной нестекаю-

Таблица 2-8

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

Марка кабеля	Число жил	Номинальное напряжение, *кв*				
		0,66	1	3	6	10
		Диапазон сечений, *мм²*				
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	—	—	—
ААГгв	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	—	—	—

Марка кабеля	Число жил	Номинальное напряжение, *кв*				
		0,66	1	3	6	10
		Диапазон сечений, *мм²*				
2. Кабели с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающей массой на основе церезина						
ЦСБ, ЦСБГ	1	—	35—240	—	10—185	16—185
ЦСК, ЦСКГ	2	—	35—150	—	—	—
	3	—	35—240	—	10—185	25—185
	4	—	35—185	—	—	—
АЦАБ	1	—	35—240	6—240	10—185	16—185
АЦАБГ	2	—	35—150	—	—	—
АЦАГ	3	—	35—240	6—240	10—240	16—240
	4	—	35—185	—	—	—
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	4—240	—	—	—	—
	2; 3	4—185	—	—	—	—
АВРБ, АНРБ, АВРБГ, АНРБГ, ВРБ, ВРБГ, НРБ, НРБГ,	2; 3	4—185	—	—	—	—
ВРГ, НРГ,	1	1—240	—	—	—	—
	2; 3	1—185	—	—	—	—
СРГ	1	1—240	—	1,5—500	2,5—500	—
	2; 3	1—185	—	1,5—70	—	—
СРБ, СРБГ	2; 3	4—185	—	4—70	—	—

Марка кабеля	Число жил	Номинальное напряжение, *кв*				
		0,66	1	3	6	10
		Диапазон сечений, *мм²*				
5. Кабели с пластмассовой изоляцией						
АВВГ, АПВГ	1	2,5—35	—	—	—	—
	2	2,5—35	—	—	—	—
	3	2,5—35	—	—	10—150	—
АВВБ, АПВБ	2	2,5—35	—	—	—	—
	3	2,5—35	—	—	10—150	—
АПОВБ; АПОВБГ, ПОВБ, ПОВБГ	3	—	—	—	—	16—150
АВВГ, АПВГ (облегченные)	2	2,5—6	—	—	—	—
	3	4—16	—	—	—	—
	4	4—50	—	—	—	—
	5	6—50	—	—	—	—
	6	16—50	—	—	—	—
	7	16—50	—	—	—	—

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

щей массой на основе церезина, в алюминиевой оболочке, бронированный двумя стальными лентами без наружного покрова. Кабель марки СК — силовой кабель с медными жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольным составом, в свинцовой оболочке, бронированный стальными круглыми оцинкованными проволоками с защитным наружным покровом.

Кабели с бумажной пропитанной изоляцией в алюминиевой оболочке изготовляются по ГОСТ 6515-55, в свинцовой оболочке — по ГОСТ 340-59, кабели с резиновой изоляцией — по ГОСТ 433-58. Кабели силовые с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке изготовляются в соответствии с техническими условиями МРТУ 2-43-2-61 и МРТУ 2-43-13-61.

Типаж силовых кабелей на 1963—1965 гг. предусматривает:

1. Организацию производства в 1963—1964 гг. прогрессивных типов кабелей: с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающей массой, в металлической оболочке и кабелей с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке.

2. Значительное расширение диапазона по сечению и напряжению кабелей с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке.

3. Замену всех кабелей с бумажной изоляцией сечением до 25 *мм*^{2} включительно на напряжение до 1 *кв* кабелями с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке.

4. Замену всех кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией на напряжение 500 *в* кабелями на 660 *в*.

5. Исключение кабелей устаревших конструкций: а) с обедненной изоляцией на напряжение 6—10 *кв*; б) с алюминиевыми жилами в свинцовой оболочке (за исключением трехжильных кабелей марки АСГТ, предназначенных для прокладки в трубах); в) бронированных плоскими стальными проволоками; г) с медными жилами с пластмассовой изоляцией.

Сроки снятия с производства кабелей устаревших конструкций установлены на 1963—1964 гг., но могут быть изменены Госпланом СССР, исходя из условий обеспечения кабельной промышленности пластмассами, нестекающей массой и алюминиевыми прессами.

Внедренне типажа сокращает количество маркоразмеров кабелей, обеспечивает экономию дефицитных металлов (меди и свинца) и значительно сокращает капиталовложения при сооружении новых кабельных заводов.

Силовые кабели с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольным составом, без специальных устройств (стопорные муфты) применяются для прокладки на участках трассы с разностью уровней двух любых точек или концевых разделок, не превышающей значений, указанных в табл. 2-9.

Таблица 2-9

Максимальная допустимая разность уровней двух любых точек или концевых разделок при прокладке силовых кабелей с бумажной изоляцией, пропитаниой 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 небронированные	20
1 и 3 бронированные	25
6 и 10	15

Таблица 2-10

Области применения основных марок силовых кабелей

Марки кабелей	Назначение кабелей
ААБ, АВРБ, АНРБ, АВВБ, АПВБ, ААШВ, СБ, СРБ, ВРБ, НРБ	Для прокладки в земле в траншее, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
ААБГ, АВРБГ, АНРБГ, ААШБГ, СБГ, СРБГ, ВРБГ, НРБГ	Для прокладки внутри помещений, в каналах, тоннелях, 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, тоннелях, в шахтах при вертикальных и крутонаклонных трассах, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
ЦСК	Для прокладки в земле, в траншее при крутонаклонных трассах при наличии значительных растягивающих усилий
ЦСКГ	Для прокладки внутри помещений, в каналах, тоннелях, в шахтах при вертикальных и крутонаклонных трассах при наличии значительных растягивающих усилий
СК	Для прокладки под водой
ААГ	Для прокладки в помещениях, тоннелях, каналах при отсутствии возможности механических повреждений в среде, нейтральной по отношению к алюминию
ААШв	Для прокладки внутри помещений, в каналах, в земле в сельских местностях при отсутствии возможности механических воздействий
АЦАГ	Для прокладки в помещениях, в каналах, тоннелях при вертикальных и крутонаклонных трассах, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям, в среде, нейтральной по отношению к алюминию

Продолжение табл. 2-10

Марки кабелей	Назначение кабелей
СРГ	Для прокладки внутри помещений, в каналах, тоннелях 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
АНРГ, НРГ, АПВГ	Для прокладки внутри помещений, в каналах, тоннелях при отсутствии механических воздействий на кабель
АВРГ, АВВГ, ВРГ	Для прокладки внутри помещений, в каналах, тоннелях при отсутствии механических воздействий на кабель и при наличии агрессивных сред (кислот, щелочей и др.)
АВВГ, АПВГ облегченные, 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 „Союзсельхозтехники".

Таблица 2-11

Сечения нулевых или заземляющих жил силовых четырехжильных 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
50	25	16
70	25	25
95	35	35
120	35	35
150	50	50
185	50	50

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

Рекомендуемые области применения основных марок силовых кабелей в зависимости от условий окружающей среды и способов прокладки приведены в табл. 2-10.

Таблица 2-12

Строительные длины силовых кабелей с бумажной изоляцией в алюминиевой оболочке

Номинальное сечение фазной жилы, *мм²*	Номинальное напряжение, *кв*			
	до 1		3	6
	трехжильные	четырехжильные		
	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	[illegible]	—	—
≥150	200	[illegible]		

Строительная длина 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 применения у аппаратов и приборов, к которым они присоединяются, специальных контактных зажимов.

Для силовых и осветительных сетей до 1 000 *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 до и выше 1 000 *в* открыто проложенные кабели с резиновой или бумажной изоляцией должны быть бронированными и не иметь наружных покровов из горючих веществ.

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-I и 0,5 *ат* для помещений классов В-Iа, В-II и В-IIа.

Открытая прокладка внутри взрывоопасных помещений неизолированных проводников, в том числе троллеев для кранов, запрещается, за исключением помещений классов В-Iа и В-Iб, 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-I и В-Iа, содержащих горючие пары или газы с удельным весом более 0,8 по отношению к воздуху, и для помещений класса В-II. При этом допустимые длительные нагрузки на кабели должны приниматься по соответствующим таблицам главы I-3 ПУЭ как для кабелей, проложенных на воздухе, с учетом поправочного коэффициента на число работающих кабелей по табл. I-3-23 ПУЭ (табл. 4-21).

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

В помещениях класса В-I в двухпроводных цепях с нулевым проводом должны быть защищены от сверхтоков как фазный, так и нулевой провода 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 сечения проводов и жил кабелей не должны быть ниже:

Медные провода и кабели:
- для осветительных сетей . . . . . 1,5 *мм²*
- для силовых сетей . . . . . 2,5 *мм²*

Алюминиевые провода и кабели:
- для осветительных сетей . . . . . 2,5 *мм²*
- для силовых сетей . . . . . 4 *мм²*

Применение алюминиевых проводов для зарядки светильников не допускается.

В помещениях класса В-Iб и в наружных установках класса В-Iг 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 «Временных руководящих указаний по определению электрических нагрузок промышленных предприятий».

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

Величина расчетной активной нагрузки зависит от числа и установленной мощности электроприемников, от характера производства и степени автоматизации производственного процесса. Величина реактивной расчетной нагрузки, кроме того, зависит от средневзвешенного коэффициента мощности электроприемников, под которым подразумевается среднее значение коэффициента мощности за рассматриваемый промежуток времени (в данном случае промежуток времени, соответствующий режиму наибольших нагрузок).

1. Установленная мощность электроприемников

Установленная мощность для о д н о г о электроприемника определяется по формулам:

для приемников освещения и для электродвигателей при длительном режиме работы

$$p_{у}=P_{н},\ квт; \tag{3-1}$$

для электродвигателей повторно-кратковременного режима работы

$$p_{у}=\sqrt{ПВ_{н}}\ P_{н.п},\ квт; \tag{3-2}$$

для трансформаторов электропечей

$$p_{у}=S_{н}\cos\varphi_{н},\ квт; \tag{3-3}$$

для трансформаторов сварочных машин и аппаратов и сварочных трансформаторов ручной сварки

$$p_{у}=\sqrt{ПВ_{н}}\ S_{н}\cos\varphi_{н},\ квт, \tag{3-4}$$

где $P_{н}$ — номинальная мощность приемника освещения или номинальная (паспортная) мощность электродвигателя для длительного режима работы, *квт*;

$ПВ_{н}$ — номинальная (паспортная) продолжительность включения в относительных единицах;

$P_{н.п}$ — паспортная мощность электродвигателя при номинальной относительной продолжительности включения, *квт*;

$S_{н}$ — паспортная мощность трансформатора, *ква*;

$\cos\varphi_{н}$ — коэффициент мощности электропечи, сварочного аппарата или сварочного трансформатора при номинальных условиях.

Установленная мощность группы электроприемников определяется как сумма установленных мощностей всех электроприемников:

$$P_{\text{у}} = \sum_{1}^{n} p_{\text{у}}, \ \textit{квт}, \tag{3-5}$$

где $p_{\text{у}}$ — установленная мощность электроприемника, *квт*;
n — общее число электроприемников в группе.

2. Расчетные нагрузки

Для одного электроприемника расчетная активная мощность принимается равной:
при длительном режиме работы

$$P = p_{\text{у}}, \ \textit{квт}, \tag{3-6}$$

при повторно-кратковременном режиме работы

$$P = \frac{p_{\text{у}}}{0,875} = 1,14 p_{\text{у}}, \ \textit{квт}, \tag{3-7}$$

где $p_{\text{у}}$ — установленная 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

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi, \ \textit{квар}, \tag{3-8}$$

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

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

На стадии проектного задания и при ориентировочных расчетах допускается определять расчетную активную мощность одной или нескольких групп электроприемников по формуле

$$P = \sum_{1}^{n} K_{\text{с}} P_{\text{у}}, \ \textit{квт}, \tag{3-9}$$

где $K_{\text{с}}$ и $P_{\text{у}}$ — соответственно средняя величина коэффициента спроса [1] и установленная мощность группы однотипных электроприемников;
n — общее число групп электроприемников.

---

[1] Коэффициентом спроса называется отношение расчетной нагрузки к установленной.

Таблица 3-1

Значения расчетных коэффициентов для различных групп механизмов

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент использования[1]	Коэффициент мощности	Коэффициент спроса
Горнообогатительные 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	—

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

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент использования[1]	Коэффициент мощности	Коэффициент спроса
Сушильные барабаны и сепараторы	0,6	0,7	—
Классификаторы спиральные и реечные	0,65	0,8	—
Флотационные машины	0,9	0,8	—
Электрофильтры	0,4	0,87	—
Магнитные сепараторы индивидуальные	0,4	—	—
Двигатель-генераторы	0,7	0,8	—
Вакуум-фильтры (лента, барабаны)	0,3	0,4	—
Вагоноопрокидыватели	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
Углеперегружатели	0,14	0,5	0,2
Коксовыталкиватели	0,1	0,75	0,2
Загрузочные вагоны	0,3	0,6	0,4
Двересъемные машины	0,3	0,7	0,25
Электровозы тушильных вагонов	0,15	0,75	0,2
Скиповые подъемники	0,05	0,5	0,3
Кабестаны	0,5	0,7	0,55
Ваговоопрокидыватели	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 мартеновского цеха	0,9	0,9	0,95
Дымососы мартеновского цеха	0,9	0,9	0,95
Вентиляторы доменного цеха	0,7—0,95	0,7—0,87	—
Вентиляторы газовых горелок	0,65	0,85	—
Вентиляторы прокатных цехов	0,6—0,75	0,75—0,9	0,7—0,9
Вентиляторы принудительного дутья	0,5—0,7	0,7—0,8	0,6—0,8

Продолжение табл. 3-1

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент использования[1]	Коэффициент мощности	Коэффициент спроса
Вентиляторы машинных залов	0,65	0,8	—
Компрессоры	0,65	0,8	0,8
Механизмы непрерывного транспорта			
Конвейеры	0,35	0,7	0,55
Краны разных назначений			
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
Термические и сварочные электроприемники			
Печи сопротивления с непрерывной загрузкой	0,8	1,0	0,85
Печи сопротивления с периодической загрузкой	0,6	1,0	0,7
Дуговые сталеплавильные печи емкостью 3—10 *т* с автоматическим регулированием электродов:			
для качественных сталей с механизированной загрузкой	0,75	0,9	—
для качественных сталей без механизированной загрузки	0,6	0,87	—
для фасонного литья с механизированной нагрузкой	0,75	0,9	—
для фасонного литья без механизированной загрузки	0,65	0,87	—
Дуговые сталеплавильные печи емкостью 0,5—1,5 *т* для фасонного литья во вспомогательных цехах с автоматическим регулированием электродов	0,5	0,8	—
Дуговые печи цветного металла (медные сплавы) емкостью 0,25 — 0,5 *т* с ручным регулированием электродов	0,7	0,75	0,78
Руднотермические печи с трехфазными трансформаторами 6; 7,5 и 9 *Ква*	0,9	0,9	—
Сушильные шкафы	0,8	1,0	—

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент использования[1]	Коэффициент мощности	Коэффициент спроса
Мелкие нагревательные приборы	0,6	1,0	0,7
Сварочные трансформаторы дуговой электросварки	0,2	0,4	0,3
Сварочные трансформаторы автоматнческой сварки	0,4	0,5	—
Машиностроительная и металлообрабатывающая промышленность			
Металлорежущие станки мелкосерийного производства с нормальным режимом работы — мелкне токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные и т. п.	0,12—0,14	0,4—0,5	0,14—0,16
То же при крупносернйном производстве	0,16	0,5—0,6	0,2
То же при тяжелом режиме работы: штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зуборезные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, расточные станки	0,17	0,65	0,25
То же с особо тяжелым режимом работы: приводы молотов, ковочных машин, волочильных станов, очистных барабанов, бегунов и др.	0,2—0,24	0,65	0,35—0,4
Переносный электроинструмент	0,06	0,5	0,1
Вентиляторы, эксгаустеры, санитарно-гигиеническая вентиляция	0,6—0,65	0,8	0,65—0,7
Насосы, компрессоры, дизель-генераторы	0,7	0,85	0,75
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 несблокированные	0,4	0,75	0,5

Продолжение табл. 3-1

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент использования[1]	Коэффициент мощности	Коэффициент спроса
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 автоматы типа АДС	0,35	0,5	0,5
Печи сопротивления, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75—0,8	0,95	0,75—0,9
Печи сопротивления с неавтоматической загрузкой изделий	0,5	0,95	0,8
Индукционные печи низкой частоты	—	0,35	0,8
Двигатель-генераторы индукционных печей высокой частоты	—	0,8	0,8
Ламповые генераторы индукционных печей высокой частоты	—	0,65	0,8
Многошпиндельные автоматы 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 электроприводом	—	0,5—0,6	0,4—0,6
Растворные узлы	—	0,5—0,6	0,4—0,6
Краны башенные и портальные	—	0,5	0,2
Трансформаторный электроподогрев бетона, отогрев грунта и трубопроводов	—	0,75	0,7

Продолжение табл. 3-1

Наименование механизмов и аппаратов	Коэффициент использования[1]	Коэффициент мощности	Коэффициент спроса
Однопостовые двигатель-генераторы сварки	—	0,6	0,35
Сварочные трансформаторы	0,2	0,4	0,3
Переносные механизмы	—	0,45	0,1

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

Таблица 3-2

Контрольные показатели нагрузок некоторых отраслей промышленности

Наименование отраслей промышленности	Общезаводской коэффициент спроса	Средневзвешенный годовой коэффициент мощности	Коэффициент мощности при максимальной (расчетной) 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
Анилино-красочные 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

[1] Определяется делением годового потребления электроэнергии на максимальную нагрузку.

Продолжение табл. 3-2

Наименование отраслей промышленности	Общезаводской коэффициент спроса	Средневзвешенный годовой коэффициент мощности	Коэффициент мощности при максимальной (расчетной) нагрузке	Годовое число часов использования максимума[1]	
				активной нагрузки	реактивной нагрузки
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
Азотно-туковые заводы	0,6—0,65	—	—	7 000—8 000	—
Разные металлообрабатывающие заводы	0,3	0,88	0,87	4 355	5 880

Реактивная расчетная мощность может быть определена из выражения

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

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

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 ($K_м$):

$$K_с = K_и K_м. \tag{3-11}$$

Коэффициенты использования и максимума группы электроприемников соответственно равны:

$$K_и = \frac{P_{см}}{P_у}; \tag{3-12}$$

$$K_м = \frac{P}{P_{см}}, \tag{3-13}$$

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 ряда отдельных помещений	0,85
Конторско-бытовые и лабораторные здания	0,8
Складские здания, электрические подстанции	0,6
Аварийное освещение, наружное освещение	1,0
Линии групповой сети и линии, питающие осветительные щитки	1,0

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

P и $P_у$ — соответственно расчетная и установленная активная мощность той же группы электроприемников, *квт*.

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

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

$$P_{см} = \sum_{1}^{n} K_и p_у. \qquad (3\text{-}14)$$

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

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

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

3. Определение коэффициента максимума

При точных расчетах на стадии технического проекта или рабочих чертежей расчетные нагрузки определяются с учетом коэффициента максимума[1], величина которого зависит от коэффициента использования и эффективного числа электроприемников.

Под эффективным числом группы электроприемников с различной установленной мощностью и с разными режимами работы понимается такое число приемников, равных по мощности и однородных по режиму работы, которые 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

$$n_э = \frac{\left(\sum_1^n p_у\right)^2}{\sum_1^n p_у^2}, \qquad (3\text{-}15)$$

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

А. Когда мощность всех приемников одинакова.

Б. При коэффициенте использования $K_и > 0{,}8$.

В. Когда выполняются указанные в табл. 3-5 соотношения между коэффициентом использования и величиной отношения m, равного:

$$m = \frac{p_{у.макс}}{p_{у.мин}}, \qquad (3\text{-}16)$$

где $p_{у.макс}$ и $p_{у.мин}$ — соответственно установленная мощность наибольшего и наименьшего электроприемника в группе, *квт*.

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

Таблица 3-5

Соотношения между коэффициентом использования $K_и$ и величиной отношения m, при которых допускается принимать $n_э = n$

$K_и$	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] Коэффициентом максимума называется отношение максимальной расчетной нагрузки к средней нагрузке за наиболее нагруженную смену.

Относительные значения эффективного числа электропри-

$n_* = \frac{n_1}{n}$	p_*								
	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6
0,005	0,005	0,005	0,006	0,007	0,007	0,009	0,01	0,011	0,013
0,01	0,009	0,011	0,012	0,013	0,015	0,017	0,019	0,023	0,026
0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05
0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08
0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,8	0,1	0,11	0,13
0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,12	0,13	0,15
0,08	0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,2
0,1	0,09	0,1	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,25
0,15	0,14	0,16	0,17	0,2	0,23	0,25	0,28	0,32	0,37
0,2	0,19	0,21	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,42	0,47
0,25	0,24	0,26	0,29	0,32	0,36	0,41	0,45	0,51	0,57
0,3	0,29	0,32	0,35	0,39	0,43	0,48	0,53	0,6	0,66
0,35	0,33	0,37	0,41	0,45	0,5	0,56	0,62	0,68	0,74
0,4	0,38	0,42	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81
0,45	0,43	0,47	0,52	0,58	0,64	0,7	0,76	0,81	0,87
0,5	0,48	0,53	0,58	0,64	0,7	0,76	0,82	0,89	0,91
0,55	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,82	0,87	0,91	0,94
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

Таблица 3-6

емников $n_{э*} = \frac{n_э}{n}$ в зависимости от $n_* = \frac{n_1}{n}$ и $p_* = \frac{\sum_1^{n_1} p_{y1}}{\sum_1^{n} p_y}$

0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1
0,016	0,019	0,024	0,03	0,039	0,051	0,073	0,11	0,18	0,34
0,031	0,037	0,047	0,059	0,076	0,1	0,14	0,20	0,32	0,52
0,06	0,07	0,09	0,11	0,14	0,19	0,26	0,36	0,51	0,71
0,09	0,11	0,13	0,16	0,21	0,27	0,36	0,48	0,64	0,81
0,12	0,15	0,18	0,22	0,27	0,34	0,44	0,57	0,72	0,86
0,15	0,18	0,22	0,26	0,33	0,41	0,51	0,64	0,79	0,9
0,18	0,21	0,26	0,31	0,38	0,47	0,58	0,7	0,83	0,92
0,24	0,28	0,33	0,4	0,48	0,57	0,68	0,79	0,89	0,94
0,29	0,34	0,4	0,47	0,56	0,66	0,76	0,85	0,92	0,95
0,42	0,48	0,56	0,67	0,72	0,8	0,88	0,93	0,95	—
0,54	0,64	0,69	0,76	0,83	0,89	0,93	0,95	—	—
0,64	0,71	0,78	0,85	0,9	0,93	0,95	—	—	—
0,73	0,8	0,86	0,9	0,94	0,95	—	—	—	—
0,81	0,86	0,91	0,94	0,95	—	—	—	—	—
0,86	0,91	0,93	0,95	—	—	—	—	—	—
0,91	0,93	0,95	—	—	—	—	—	—	—
0,94	0,95	—	—	—	—	—	—	—	—
0,95	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

ближайшие меньшие значения $n_{э*}$.

Когда указанные условия не выполняются, эффективное число электроприемников допускается определять в зависимости от величин p_* и n_*, вычисляемых по формулам [1]

$$p_* = \frac{\sum_1^{n_1} p_{y1}}{\sum_1^{n} p_y} \qquad (3\text{-}17)$$

и

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

где n — общее число электроприемников группы;

$\sum_1^{n} p_y$ — сумма установленных мощностей всей группы, *квт*;

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

$\sum_1^{n_1} p_{y1}$ — сумма установленных мощностей этих приемников, *квт*.

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

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

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

$$n_э = n_{э*} n. \qquad (3\text{-}20)$$

В зависимости от коэффициента использования ($K_и$) и эффективного числа приемников ($n_э$) по табл. 3-7 определяется коэффициент максимума ($K_м$).

Величина расчетных активной и реактивной мощностей группы электроприемников определяется по формулам

$$P = K_м P_{см}, \text{ квт}; \qquad (3\text{-}21)$$

$$Q = K_м Q_{см} \text{ квар}, \qquad (3\text{-}22)$$

где $P_{см}$ и $Q_{см}$ — соответственно активная и реактивная средние мощности для группы электроприемников за наиболее нагруженную смену.

---

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

Таблица 3-7

Коэффициент максимума $K_м$ для различных коэффициентов использования $K_и$ в зависимости от эффективного числа электроприемников $n_э$

$n_э$	$K_м$									
	$K_и = 0,1$	$K_и = 0,15$	$K_и = 0,2$	$K_и = 0,3$	$K_и = 0,4$	$K_и = 0,5$	$K_и = 0,6$	$K_и = 0,7$	$K_и = 0,8$	$K_и = 0,9$
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	1,46	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

Полная расчетная мощность определяется из выражения

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2},\ ква \tag{3-23}$$

и расчетный ток по формуле

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_н},\ а, \tag{3-24}$$

где $U_н$ — номинальное напряжение сети, *кв*.

Коэффициент мощности при режиме расчетной нагрузки равен

$$\cos\varphi = \frac{P}{S}. \tag{3-25}$$

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

Для отдельных линий или подстанций, по которым ранее были определены величины установленной мощности и эффективного числа электроприемников, вычисляются мощности условных электроприемников по формуле

$$p'_у = \frac{P_у}{n_э},\ квт, \tag{3-26}$$

где $P_у$ и $n_э$ — соответственно установленная 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.

Эффективное число электроприемников, определение коэффициентов максимума и спроса для условных электроприемников, вычисленных по (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 —), а также потери активной и реактивной мощности в понижающих трансформаторах (для сети высокого напряжения).

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

$$K_с = K_и. \tag{3-27}$$

Изложенный метод определения расчетных нагрузок рекомендуется применять на всех ступенях и для всех элементов системы

Таблица 3-8

Годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки

Род осветительной нагрузки	Число часов использования максимальной мощности
Внутреннее освещение при 7-часовом рабочем дне (для географических широт 40—60°)	
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
Наружное освещение (для всех широт)	
Рабочее освещение заводскнх территорий, включаемое ежедневно:	
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 ежедневно на всю ночь	3 500
Рабочее освещение территорнн поселка, включаемое ежедневно:	
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

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 максимально загруженных смен, а также на стадии проектного задания и в ориентировочных расчетах.

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

Пример 3-1. В отделении цеха промышленного предприятия установлена группа электродвигателей на номинальное напряже-

ние 380 *в* с длительным режимом работы. По величине коэффициентов использования и мощности двигатели разбиваются на три подгруппы, для каждой из которых в табл. 3-9 указаны число и мощность двигателей, суммарная установленная мощность, величины коэффициентов использования и мощности.

Требуется определить расчетные нагрузки для всей группы электродвигателей отделения.

Решение. Определяются значения tg φ по табл. II-2 в зависимости от величин cos φ (полученные значения tg φ указаны в табл. 3-9).

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

Для подгруппы *1* средняя активная мощность по (3-12) равна

$$p_{см1}=266\cdot 0{,}6=160\ квт;$$

средняя реактивная мощность по (3-8)

$$q_{см1}=160\cdot 0{,}62=99\ квар.$$

Аналогично определяются средние мощности для второй и третьей подгрупп электродвигателей.

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

$$P_{см}=160+126+34=320\ квт;$$

$$Q_{см}=99+111+45=255\ квар.$$

Общее число электродвигателей

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

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

$$K_и=\frac{320}{560}=0{,}573.$$

Для определения коэффициента максимума следует найти значение эффективного числа электроприемников.

Мощность наибольшего двигателя группы (см. табл. 3-9)

$$p_{у.макс}=100\ квт$$

и мощность наименьшего двигателя

$$p_{у.мин}=4\ квт.$$

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

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

Значение отношения m по (3-16)

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

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, равно $n_1=2$, так как половина мощности наиболее крупного электродвигателя составляет $\frac{100}{2}=50$ *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
* *

$$n_э = 0{,}38$$

(согласно примечанию к табл. 3-6, для промежуточного значения величины n принята ближайшая меньшая величина $n_э$).
* *

Эффективное число электроприемников определяется по (3-20):

$$n_э = 0{,}38 \cdot 31 = 11{,}8.$$

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

$$K_м = 1{,}24.$$

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

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

$$Q = 1{,}24 \cdot 255 = 316 \text{ квар}.$$

Величина полной расчетной мощности по (3-23) равна $S = \sqrt{397^2 + 316^2} = 506$ *ква* и коэффициента мощности по (3-25)

№ подгрупп электроприемников	Количество и установленная мощность электроприемников						Суммарная установленная мощность, *квт*
	количество	мощность, *квт*	количество	мощность, *квт*	количество	мощность, *квт*	
1	2	100	3	22	—	—	266
2	6	30	—	—	—	—	180
3	4	17	6	4	10	2,2	114
Для всей группы электроприемников							560

Примечание. В первых семи столбцах указаны заданные величины. Осталь

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

Пример 3-2. Определить расчетные нагрузки для линии на номинальное напряжение 6 *кв*, питающей четыре цеховых ТП, для которых предварительным расчетом были определены: установленная мощность и эффективное число электроприемников, а также активная и реактивная средние 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):

$$K_и = \frac{1\,120}{2\,370} = 0{,}473.$$

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

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

для ТП2

$$p'_{y2} = \frac{1\,200}{45} = 26{,}7 \ \textit{квт}$$ и т. д.

Результаты расчета указаны в табл. 3-10.

Вычисляем отношение мощности наибольшего условного электроприемника к наименьшему по (3-16):

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

Полученные значения коэффициента использования и величины 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 $n_э = 139$.

Таблица 3-9

Коэффициент использования	Коэффициент мощности	tg φ	Средняя мощность за наиболее нагруженную смену	
			активная, *квт*	реактивная, *квар*
0,6	0,85	0,62	160	99
0,7	0,75	0,882	126	111
0,3	0,6	1,33	34	45
0,573	0,78	0,8	320	255

ные величины определены при решении примера.

Таблица 3-10

Расчетные данные для примера 3-2

№ ТП	Установленная мощность $P_у$, *квт*	Средняя мощность за наиболее нагруженную смену		Эффективное число электроприемников $n_э$	Мощность условного электроприемника[1] $P_у$, *квт*
		активная $P_{см}$, *квт*	реактивная, $Q_{см}$, *квар*		
1	460	280	240	26	17,7
2	1 200	450	340	45	26,7
3	410	145	170	46	8,92
4	300	245	240	22	13,6
Всего:	2 370	1 120	990	139	—

[1] См. формулу (3-26).

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

$$K_м = 1{,}06.$$

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

1. При отключенных батареях конденсаторов

Активная мощность

$$P = 1{,}06 \cdot 1\,120 = 1\,190 \text{ } квт.$$

Реактивная мощность

$$Q = 1{,}06 \cdot 990 = 1\,050 \text{ } квар.$$

Полная мощность

$$S = \sqrt{1\,190^2 + 1\,050^2} = 1\,590 \text{ } ква.$$

Ток линии

$$I = \frac{1\,590}{\sqrt{3} \cdot 6} = 153 \text{ а}.$$

Коэффициент мощности

$$\cos \varphi = \frac{1\,190}{1\,590} = 0{,}75.$$

2. При включенных полностью батареях конденсаторов.

Активная мощность (пренебрегая потерями активной мощности в конденсаторах)

$$P = 1\,190 \text{ квт}.$$

Реактивная мощность

$$Q = 1\,050 - 650 = 400 \text{ квар}.$$

Полная мощность

$$S = \sqrt{1\,190^2 + 400^2} = 1\,250 \text{ ква}.$$

Ток линии

$$I = \frac{1\,250}{\sqrt{3} \cdot 6} = 120 \text{ а}.$$

Коэффициент мощности

$$\cos \varphi = \frac{1\,190}{1\,250} = 0{,}95.$$

3-2. РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ ЖИЛЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

Расчетные нагрузки жилых и общественных зданий определяются согласно главе VII-1 ПУЭ и «Указаниям по проектированию городских электрических сетей», часть I: «Внутриквартальные электрические сети напряжением до 1 000 в в городах и поселках городского типа» (СН-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-

Таблица 3-11

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, *вт/м²*, 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 нагрузки 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 осиову 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 мощиость сети питания штепсельных розеток должна определяться с учетом мощности присоединяемых электроприемников.

Расчетные нагрузки на вводах в общественные и коммунальные здания определяются согласио проектам их внутреинего электрооборудования и электроосвещеиия. Примерные значения величин этих иагрузок для иаиболее характерных зданий указаны в табл. 3-14.

Для определения расчетных иагрузок общественных и коммунальиых зданий, отнесенных к шинам трансформаторного пуикта, должны учитываться коэффициенты спроса (коэффициенты участия в максимуме), примерные величины которых приведены в табл. 3-15.

Удельные расчетные нагрузки от освещения и бытовых электроприборов для жилых домов с квартирами жилой площадью порядка 30 $м^2$

Типы квартир	Современный проектный уровень (1965—1970 гг.)			Перспективный уровень (1975—1980 гг.) Расчетная нагрузка на вводе в дом (при числе квартир, равном 30), $вт/м^2$
	Расчетная нагрузка на вводе в квартиру		Расчетная нагрузка на вводе в дом (при числе квартир, равном 30), $вт/м^2$	
	$квт$	$вт/м^2$		
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 с 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 кухониых электроплит на первом этапе	4—4,5	133—150	44—50	50—55

Примечания: 1. При жилой оплачиваемой площади квартиры в пределах 25—35 $м^2$ расчетные нагрузки квартир принимаются по табл. 3-12 без изменения. Для квартир с жилой площадью больше 35 $м^2$ или меньше 25 $м^2$ 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 $м^2$.

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 повышением по сравнению с данными табл. 3-12 размере.

Таблица 3-13

Значение коэффициента спроса (одновременности) для различного количества квартир, получающих питание от линии или от трансформаторного пункта

Наименование потребителей	Число квартир									
	5	10	20	30	40	60	100	200	400	600
Для жилых домов без электроплит	0,7	0,62	0,5	0,45	0,43	0,42	0,41	0,39	0,37	0,36
Для жилых домов 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 главой VII-1 ПУЭ (табл. VII-1-1).

Таблица 3-14

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

Наименование потребителя	Расчетные нагрузки, *квт*
Общежития 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 порядка 15 рабочих мест	20—30
То же с электрохолодильными установками	50—60
Универмаги порядка 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

Коэффициенты спроса (участия в максимуме) на трансформаторном пункте для нагрузок общественных и коммунальных зданий

Наименование потребителя	Коэффициент спроса (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

При отсутствии точных данных о застройке кварталов города в проектах, предусматривающих поэтапное развитие внутриквартальных сетей, рекомендуется принимать усредненные значения удельных нагрузок на 1 $м^2$ рабочей (полезной) площади общественных зданий согласно табл. 3-16.

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 $м^2$ жилой оплачиваемой площади. Для 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).

Коэффициент спроса при определении расчетных нагрузок линий сети на 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 пятидесятиквартирных дома, с газификацией квартир, с жилой площадью каждой квартиры 32 $м^2$;

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 $м^2$ 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 4 домах составляет $4 \cdot 50 = 200$ квартир.

Таблица 3-16

Усредненные удельные нагрузки на вводах общественных и коммунальных зданий для поэтапного проектирования внутриквартальных электрических сетей (включая силовые и другие нагрузки), *вт/м²*

Наименование потребителей	Проектный уровень нагрузок, *вт/м²*	
	современный 1-й этап (1965—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.

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 4 жилых домов с учетом коэффициента спроса составляет:

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

Расчетная нагрузка 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 спроса 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

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

Суммарная расчетная активная нагрузка трансформаторного пункта составляет:

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

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

$$I_д = K_п I_{н.д}, \qquad (4\text{-}1)$$

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

$K_п$ — поправочный коэффициент, учитывающий изменения условий прокладки проводов и кабелей и равный произведению отдельных поправочных коэффициентов (K_1, K_2, K_3 и т. д.), т. е.

$$K_п = K_1 K_2 K_3 \ldots \qquad (4\text{-}2)$$

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 получасовом максимуме токовой нагрузки, который представляет собой наибольшую из средних получасовых токовых нагрузок данного элемента сети.

Поправка на температуру окружающей среды.

Нормальной температурой окружающей среды при прокладке проводов и кабелей на воздухе считается +25° С и при прокладке кабелей в земле или в воде +15° С. При фактической температуре воздуха или земли, отличной от вышеуказанных 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. п.).

Для голых проводов воздушных линий электропередачи напряжением выше 1 000 *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

$$K_3 = \frac{0{,}875}{\sqrt{\text{ПВ}}}, \qquad (4\text{-}3)$$

где ПВ — относительная продолжительность рабочего периода, равная отношению времени ($t_р$) включения электроприемника к общему времени длительности цикла повторно-кратковременного режима ($t_ц$)

$$\text{ПВ} = \frac{t_р}{t_ц}. \qquad (4\text{-}4)$$

Коэффициент K_3, учитывающий повторно-кратковременный режим работы электроприемников, вводится для медных проводников сечением не ниже 10 *мм*^{2} и для алюминиевых сечением не ниже 16 *мм*^{2} при условии, что продолжительность рабочего периода не превышает 4 *мин*, а продолжительность последующей паузы не менее 6 *мин*.

Поправки для кабелей, проложенных в блоках.

Допустимые длительные токовые нагрузки для прокладываемых в блоках медных трехжильных кабелей сечением 95 *мм*^{2} на напряжение 10 *кв* в зависимости от конфигурации блока и месторасположения в блоке кабеля 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 блока — 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 в лотках пучками допустимые длительные токовые нагрузки принимаются при их числе до четырех по табл. 4-1 и 4-2 как для проводников, проложенных в трубах.

При числе одновременно нагруженных проводников более четырех, проложенных в трубах, коробах, а также в 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—девяти проводников 0,63 и для десяти — двенадцати проводников 0,6.

Токовые нагрузки на провода, проложенные в лотках при однорядной 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 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 полос до 60 *мм* 0,95 и для шин с шириной полос 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% и 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.

Таблица 4-1

Провода и шнуры с медными жилами с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Токовые нагрузки, а					
	Провода, проложенные открыто	Провода, проложенные в одной трубе				
		два одножильных	три одножильных	четыре одножильных	один двухжильный	один трехжильный
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 токопроводящей жилы, мм²	Токовые нагрузки, а					
	Провода, проложенные открыто	Провода, проложенные в одной трубе,				
		два одножильных	три одножильных	четыре одножильных	один двухжильный	один трехжильный
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

Продолжение табл. 4-2

Сечение токопроводящей жилы, *мм*²	Токовые нагрузки, *а*					
	Провода, проложенные открыто	Провода, проложенные в одной трубе				
		два одножильных	три одножильных	четыре одножильных	один двухжильный	один трехжильный
95	255	215	200	175	190	165
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	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180

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

Продолжение табл. 4-3

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Токовые нагрузки (*а*) проводов и кабелей[1]				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
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	—	—	—	—

Таблица 4-4

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

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Токовые нагрузки (*а*) кабелей				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
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

Продолжение табл. 4-4

Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	Токовые нагрузки (*а*) кабелей				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
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, *мм²*	Токовые нагрузки (*а*) шнуров, проводов и кабелей[1]		
	одножильных	двухжильных	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 заземляющей жилы.

Таблица 4-6

Кабели переносные шланговые с резиновой изоляцией для торфопредприятий

Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	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, *мм²*	Токовые нагрузки (*а*) на кабели напряжением[1], *кв*		Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	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 заземляющей жилы.

Таблица 4-8

Провода с медными жилами с резиновой изоляцией для электрифицированного транспорта на напряжения 1, 2 и 4 *кв*

Сечение токопроводящих жил, *мм²*	Токовые нагрузки, *а*	Сечение токопроводящих жил, *мм²*	Токовые нагрузки, *а*	Сечение токопроводящих жил, *мм²*	Токовые нагрузки, *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 массами, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле

Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	Токовые нагрузки, *а*					
	одножильные кабели до 1 *кв*[1]	двухжильные кабели до 1 *кв*	Трехжильные кабели			Четырехжильные 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

[1] Для работы при постоянном токе.

Продолжение табл. 4-9

Сечение токопроводящей жилы, *мм*²	Токовые нагрузки, *а*					
	одножильные кабели до 1 *кв*[1]	двухжильные кабели до 1 *кв*	Трехжильные кабели			Четырехжильные кабели до 1 *кв*
			до 3 *кв*	6 *кв*	10 *кв*	
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	—	—	—	—	—

Таблица 4-10

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

Сечение токопроводящей жилы, *мм*²	Токовые нагрузки, *а*			
	Трехжильные кабели, *кв*			Четырехжильные кабели до 1 *кв*
	до 3	6	10	
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 маслоканифольной и нестекающей массами, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, *мм*²	Токовые нагрузки, *а*					
	одножильные кабели до 1 *кв*[1]	двухжильные кабели до 1 *кв*	Трехжильные кабели			Четырехжильные 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	—	—	—	—	—

[1] Для работы прн постоянном токе.

Таблица 4-12

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

Сечение токопроводящей жилы, *мм*²	Токовые нагрузки, *а*					
	Одножильные кабели до 1 *кв*[1]	Двухжильные кабели до 1 *кв*	Трехжильные кабели			Четырехжильные 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

[1] Для работы при постоянном токе.

Продолжение табл. 4-12

Сечение токопроводящей жилы, *мм*²	Токовые нагрузки, *а*					
	Одножильные кабели до 1 *кв*[1]	Двухжильные кабели до 1 *кв*	Трехжильные кабели			Четырехжильные 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	—	—	—	—	—

Таблица 4-13

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

Сечение токопроводящей жилы, *мм*²	Токовые нагрузки, *а*			
	Трехжильные кабели			Четырехжильные 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	—

Таблица 4-14

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

Сечение токопроводящей жилы, *мм*²	Токовые нагрузки, *а*					
	Одножильные кабели до 1 *кв*[1]	Двухжильные кабели до 1 *кв*	Трехжильные кабели			Четырехжильные 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	—	—	35
10	75	55	46	42	—	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	—	290	250	235	260
240	470	—	330	290	270	—
300	555	—	—	—	—	—
400	675	—	—	—	—	—
500	785	—	—	—	—	—
625	910	—	—	—	—	—
800	1 080	—	—	—	—	—

[1] Для работы при постоянном токе.

Таблица 4-15

Кабели с отдельно освинцованными медными жилами с обедненно-пропитанной изоляцией, прокладываемые в земле, в воздухе и в 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	335	295	405

Таблица 4-16

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

Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	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, в воздухе и в воде (трехжильные, 6 *кв*)

Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	Токовые нагрузки, *а*			Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	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, в воздухе и в воде (трехжильные, 6 *кв*)

Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	Токовые нагрузки, *а*			Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	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
35	170	155	145	500	505	460	445
50	215	200	190	625	525	—	—
70	260	240	225	800	550	—	—
95	305	280	265				

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

Таблица 4-20

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	—	—	—	—

Примечание. Токовые нагрузки относятся к работе на переменном токе, при этом свинцовые оболочки соединены между собой 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

Поправочные коэффициенты 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

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 наихудшими 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 расстоянии.

Пример 4-1. Определить допустимую нагрузку на проложенные открыто алюминиевые провода с полихлорвиниловой изоляцией сечением 35 *мм*^{2} для линии, питающей электродвигатель с повторно-кратковременным режимом работы.

Длительность включения электродвигателя $t_р=2$ *мин* и общая длительность цикла $t_ц=10$ *мин*. Температура окружающего воздуха $+25°$ С.

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

$$ПВ=\frac{2}{10}=0{,}2.$$

Значение поправочного коэффициента из (4-3)

$$K_2=\frac{0{,}875}{\sqrt{0{,}2}}=1{,}95.$$

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

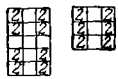
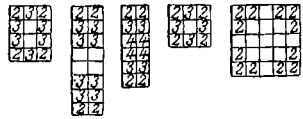
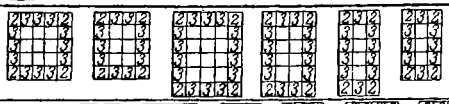
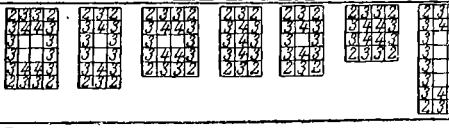
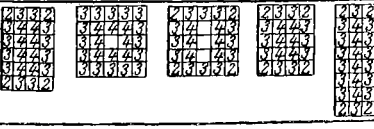
$$I_{н.д}=130\ а.$$

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

$$I_д=1{,}95\cdot 130=254\ а.$$

Таблица 4-22

Заполнение блоков кабелями

Группа	Конфигурация блоков	№ канала	I_0, а
I		1	191
II		2	173
		3	167
III		2	154
IV		2	147
		3	138
V		2	143
		3	135
		4	131
VI		2	140
		3	132
		4	118
VII		2	136
		3	132
		4	119
VIII		2	135
		3	124
		4	104
IX		2	135
		3	118
		4	100
X		2	133
		3	116
		4	81
XI		2	129
		3	114
		4	79

Примечание. Токовые нагрузки I_0 даны для кабелей с медными жилами сечением 3×95 *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

Поправочные коэффициенты K_4 на сечение кабеля и месторасположение его в блоке

Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	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

Поправочные коэффициенты K_5 на напряжение кабеля

Номинальное напряжение, *кв*	10	6	До 3
Значения коэффициента . .	1	1,05	1,09

Таблица 4-25

Поправочные коэффициенты K_6 на среднесуточную нагрузку блока, определяемые в зависимости от отношения среднесуточной передаваемой мощности к номинальной

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

Пример 4-2. Определить допустимую длительную нагрузку на кабель с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами на 10 *кв* сечением 3×70 *мм²*, проложенный в траншее при температуре почвы +25° С. Всего в общей траншее проложено семь кабелей с расстояниями 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:

$$I_{\text{н.д}} = 165 \text{ а}.$$

Таблица 4-26

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

Расстояние между блокамн, *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 по ГОСТ 839-59

Медные			Алюминиевые			Сталеалюминиевые		
Марка провода	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	А-16	105	75	АС-10	80	50
М-6	70	35	А-25	135	105	АС-16	105	75
М-10	95	60	А-35	170	130	АС-25	130	100
М-16	130	100	А-50	215	165	АС-35	175	135
М-25	180	135	А-70	265	210	АС-50	210	165
М-35	220	170	А-95	320	255	АС-70	265	210
М-50	270	215	А-120	375	300	АС-95	330	260
М-70	340	270	А-150	440	355	АС-120	380	305
М-95	415	335	А-185	500	410	АС-150	445	365
М-120	485	395	А-240	590	490	АС-185	510	425
М-150	570	465	А-300	680	570	АС-240	610	505
М-185	640	530	А-400	815	690	АС-300	690	585
М-240	760	685	А-500	980	820	АС-400	835	715
М-300	880	740	А-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 $\rho_{20} = 0{,}03 \frac{ом \cdot мм^2}{м}$.

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

Поправочные коэффициенты 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	Поправочные коэффициенты 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	—

Таблица 4-33

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 маслоканифольной или нестекающей массой на напряжение, *кв*:	
до 3	+80
до 6	+65
до 10	+60

Таблица 4-34

Наивысшие средние температуры воздуха в 13 *ч* дня самого жаркого месяца и наивысшие среднемесячные 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	—	Владивосток . . .	23,2	—
Алма-Ата	27,6	—	Владимир	22,4	—
Архангельск . . .	18,0	—	Вологда	21,1	13,2
Астрахань	29,6	—	Воронеж	25,9	—
Ашхабад	36,0	—	Луганск	27,9	—
Баку	27,9	—	Уссурийск	24,5	—
Батуми	25,9	—	Ирбит	22,5	—
Благовещенск . .	25,7	—	Иркутск	22,5	12,3
Богословск . . .	21,1	—	Казалинск	32,1	—
Брянск	22,5	—	Казань	24,0	—
Витебск	20,3	—	Калуга	22,7	—
			Кемь	16,8	—

Продолжение табл. 4-34

Наименование района	Температура, °С		Наименование района	Температура, °С	
	воздуха	почвы на глубине 0,8 *м*		воздуха	почвы на глубине 0,8 *м*
Керчь	26,0	—	Рязань	24,2	—
Киев	23,5	17,3	Самарканд	32,2	—
Киров	21,8	—	Саратов	27,5	—
Кировоград	25,9	—	Свердловск	21,0	15,8
Кострома	21,3	—	Севастополь	26,4	—
Красноводск	32,2	—	Семипалатинск	26,9	—
Краснодар	28,6	—	Симферополь	26,7	—
Красноярск	23,8	—	Кутанси	28,0	—
Кривой Рог	28,2	—	Ленинакан	25,8	—
Куйбышев	25,2	—	Ленинград	20,1	16,3
Курган	23,7	—	Магнитогорск	22,6	—
Курск	23,6	—	Маргелан	33,6	—
Горький	23,1	—	Минск	21,3	—
Грозный	28,8	—	Москва	21,8	14,4
Дербент	27,3	—	Мурманск	14,8	—
Джамбул	30,6	—	Смоленск	21,6	—
Днепропетровск	26,7	—	Соликамск	21,6	—
Ейск	27,9	—	Волгоград	29,0	23,7
Ереван	30,6	—	Таганрог	27,6	—
Запорожье	28,5	—	Тамбов	25,1	—
Иваново	22,9	15,0	Ташкент	33,4	—
Наманган	33,4	—	Тбилиси	29,0	—
Нарым	21,8	—	Тобольск	21,5	—
Нерчинск	25,7	—	Томск	22,5	11,2
Николаев	28,2	—	Тула	23,1	—
Николаевск-на-Амуре	19,7	—	Туркестан	34,3	—
Новгород	21,5	—	Тюмень	22,6	—
Новороссийск	27,4	—	Ульяновск	23,3	—
Новосибирск	22,8	—	Уральск	28,6	—
Одесса	26,1	23	Уфа	23,3	—
Омск	23,3	13,3	Харьков	25,3	17,1
Орджоникидзе	24,0	—	Херсон	29,2	21,8
Оренбург	26,8	15,6	Ходжент	35,0	—
Орел	24,1	17,2	Целиноград	25,2	—
Пенза	24,4	—	Чарджуй	35,7	—
Пермь	21,8	12,8	Челябинск	22,6	—
Петровский завод (Забайкалье)	22,9	—	Чернигов	23,0	—
Петрозаводск	19,2	—	Чита	24,1	—
Полтава	25,0	—	Щегловск (Кузбасс)	23,2	—
Поти	25,9	—	Якутск	23,0	—
Псков	21,0	—	Ялта	27,1	—
Ростов-на-Дону	28,2	20,2	Ярославль	22,3	—

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

Расстояние между кабелями, *мм*	Число кабелей, загруженных $\frac{\text{на } 100\%}{\text{на } 50\%}$				
	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

Из табл. 4-32 находим поправочный коэффициент на температуру почвы при максимальной допустимой температуре жил кабеля на 10 *кв* 60° С (см. табл. 4-33):

$$K_1 = 0{,}88.$$

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

$$K_2 = 0{,}81.$$

Общий поправочный коэффициент по (4-2):

$$K_п = 0{,}88 \cdot 0{,}81 = 0{,}712.$$

Допустимая длительная нагрузка на кабель по (4-1)

$$I_д = 0{,}712 \cdot 165 = 117 \ а.$$

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 *мм*², напряжение 6 *кв*, относительная среднесуточная нагрузка блока: $\frac{S_{ср.с}}{S_н} = 0{,}85$; 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 *мм*² напряжением 10 *кв* $I_{н.д} = 119$ *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 $K_6 = 1{,}07$;

на число блоков по табл. 4-26 $K_7 = 0{,}93$;

общий поправочный коэффициент $K_п = 1{,}55 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}07 \cdot 0{,}93 = 1{,}62$;

допустимая нагрузка на кабель $I_д = 1{,}62 \cdot 119 = 193$ *а*.

4-2. ВЫБОР МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ

Плавкие предохранители в электросетях до 1 000 *в*

Различают плавкие предохранители с большой тепловой инерцией, т. е. способностью выдерживать значительные кратковременные перегрузки током, и безынерционные, обладающие малой теп-

ловой 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 (типов НП, НПК, НПР, КП и др.), а также штампованные вставки предохранителей открытого типа, применяемых в городских электрических сетях.

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

$$I_в \geqslant I_{дл}. \tag{4-5}$$

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

При защите ответвления к одиночному электродвигателю с нечастыми пусками и с длительностью пускового периода не более 2—2,5 *сек* (электродвигатели металлообрабатывающих станков, вентиляторов, насосов и т. п.)

$$I_в \geqslant \frac{I_п}{2,5}; \tag{4-6}$$

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

$$I_в \geqslant \frac{I_п}{1,6 \div 2} \tag{4-7}$$

при защите магистрали, питающей силовую или смешанную нагрузку

$$I_в \geqslant \frac{I_{кр}}{2,5}. \tag{4-8}$$

В последних трех формулах:

$I_п$ — пусковой ток электродвигателя, *а*;

$I_{кр}$ — максимальный кратковременный ток линии, равный

$$I_{кр} = I'_п + I'_{дл}, \tag{4-9}$$

где $I'_п$ — пусковой ток электродвигателя или группы одновременно включаемых двигателей, при пуске которых кратковременный ток линии достигает наибольшей величины, *а*;

$I'_{дл}$ — 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 (4-7), принимая знаменатель равным 1,6 независимо от условий пуска электродви-

Таблица 4-36

Основные характеристики предохранителей до 500 *в* переменного и постоянного тока

Тип	Номинальный ток патрона, *а*	Номинальное напряжение патрона, *в*	Номинальный ток плавкой вставки, *а*	Техническая характеристика
		1. Трубчатые		
ПР-2	15	250, 380 или 500	6, 10, 15	250 *в* в сетях постоянного и 380 *в* в сетях переменного тока для предохранителей I габарита; 500 *в* — для II габарита
	60		15, 20, 25, 35, 45, 60	Закрытые разборные без наполнителя
	100		60, 80, 100	
	200		100, 125, 160, 200	
	350		200, 225, 260, 300, 350	
	600		350, 430, 500, 600	
	1 000		600, 700, 850, 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	То же
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	Патрон с наполнителем
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	

Продолжение табл. 4-36

Тип	Номинальный ток патрона, *а*	Номинальное напряжение патрона, *в*	Номинальный ток плавкой вставки, *а*	Техническая характеристика
ПН-2-100/II	100	500	30, 40, 50, 60, 80, 100	Закрытый патрон с наполнителем
ПН-2-250/II	250	500	80, 100, 120, 150, 200, 250	
ПН-2-400/II	400	500	200, 250, 300, 400	
ПН-2-600/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	

гателя, если кратность тока короткого замыкания удовлетворяет условиям, указанным в столбце 3 табл. 7-1.

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

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

где $I_{н.св}$ — 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.

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

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

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 на большую и меньшую величину номинального тока для сетей особо ответственного назначения в зависимости от отношения тока короткого замыкания ($I_к$) 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.

Таблица 4-37

Условия избирательности плавких предохранителей для сетей особо ответственного назначения

$I_к/I_{в.м}$	10	20	50	100	150 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	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			

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 1 000 *в*

В электросетях напряжением выше 1 000 *в* для защиты линий от сверхтоков применяется релейная защита, сведения о которой можно получить из соответствующей литературы. Для защиты

Таблица 4-38

Условия избирательности плавких предохранителей для сетей нормального назначения

$I_к/I_{в.м}$	10	20	50	100 и более
Плавкая вставка с номинальным током меньшей величины	Плавкая вставка с номинальным током большей величины			
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	
300	400	400	>600	>600
400	500	600		

трансформаторов также применяются плавкие предохранители.

Сведения о предохранителях, используемых в электросетях 3, 6 и 10 *кв*, приведены в табл. 4-39.

Выбор предохранителя в зависимости от мощности защищаемого трансформатора может быть произведен по табл. 4-40.

Автоматические выключатели и магнитные пускатели

Защита от перегрузки обеспечивается:

1. Тепловыми расцепителями автоматических выключателей (серий АО-15, АБ-25, АП-50, А-3100), 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 серий П, ПА, ПМИ и других.

Для защиты от коротких замыканий применяются автоматические выключатели с электромагнитными расцепителями мгновенного действия или с выдержкой времени, обеспечивающими 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; 0,63 *сек*.

Таблица 4-39

Основные характеристики силовых предохранителей ПК, ПКЭ для напряжений 3, 6 и 10 *кв*

Номинальное напряжение, *кв*		3				6				10			
Наибольший номинальный ток патрона, *а*		30	100	200	400	30	75	150	300	30	50	100	200
Наименьший отключающий ток в долях номинального		Не ограничивается	1,3	1,3	1,3	Не ограничивается	1,3	1,3	1,3	Не ограничивается	1,3	1,3	1,3
Предельный ток отключения, *ка*	симметричная составляющая	40	40	40	40	20	20	20	20	12	12	12	12
	с учетом периодической составляющей	60	60	60	60	30	30	30	30	18	18	18	18
Наибольшая отключаемая мощность (трехфазная), *Мва*		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Наибольший пик тока при отключении предельного тока короткого замыкания, *ка*		6,5	24,5	35	50	6,7	14	25	35	5,5	8,6	15,5	24

Шкала номинальных токов плавких вставок: 2; 3; 5; 7,5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400.

Таблица 4-40

Выбор предохранителей 3, 6 и 10 *кв* для защиты силовых трансформаторов

Номинальный ток трансформатора, *а*	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, *а*	Номинальная трехфазная мощность (*ква*) защищаемого трансформатора при напряжении, *кв*		
		3	6	10
0,5	2	—	5	10
1,0	3	5	10	20
1,9	5	10	20	30
3,0	7,5	—	30	50
5,0	10	20	50	—
8,0	15	30	—	100
10	20	50	100	180
14,5	30	—	—	—
20	40	100	180	320
30	50	—	320	560
54	75	—	560	750
70	100	320	750	1 000
100	150	560	1 000	1 800
145	200	750	1 800	—
210	300	1 000	—	—
300	400	1 800	—	—

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

Одновременная защита линий от перегрузки и коротких замыканий осуществляется применением комбинированных расцепителей, состоящих из двух элементов; одного для защиты от перегрузки, а другого — для защиты от короткого замыкания.

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.

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

$$I_{н.т} \geqslant I_{дл}. \qquad (4\text{-}11)$$

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

$$I_{н.э} \geqslant I_{дл}, \qquad (4\text{-}12)$$

Таблица 4-41

Технические данные максимальных расцепителей автоматических выключателей серии АВ (номинальное напряжение до 500 *в* переменного и до 460 *в* постоянного тока)

Тип автомата	Номинальный ток автомата, *а*	Номинальный ток катушки максимального расцепителя, *а*	Уставки тока срабатывания максимальных расцепителей, *а*	
			на шкале обратнозависимой 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	400	120	150, 250	960, 1 300
АВ4С		150	190, 300	1 200, 1 650
АВ4НВ		200	250, 400	1 600, 2 200
АВ4СВ		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
		1 000	—	1 000, 1 500, 2 000
АВ10БВ	800	600	—	600, 900, 1 200
		800	—	800, 1 200, 1 600
АВ10Н	1 000	500	625, 1 000	4 000, 5 500
АВ10С		600	750, 1 200	4 800, 6 600
		800	1 000, 1 600	6 000, 8 000
		1 000	1 500, 2 000	8 000, 10 000
АВ10НВ	750	500	625, 1 000	4 000, 5 500
АВ10СВ		600	750, 1 200	4 800, 6 600
		750	1 000, 1 600	6 000, 8 000
АВ15Б	1 500	1 000	—	1 000, 1 500, 2 000
		1 500	—	1 500, 2 200, 3 000
АВ15БВ	1 150	800	—	800, 1 200, 1 600
		1 150	—	1 000, 1 500, 2 000
АВ15Н	1 500	1 000	1 250, 2 000	8 000, 10 000
АВ15С		1 200	1 500, 2 400	8 000, 10 000
		1 500	1 800, 3 000	8 000, 10 000

Продолжение табл. 4-41

Тип автомата	Номинальный ток автомата, *а*	Номинальный ток катушки максимального расцепителя, *а*	Уставки тока срабатывания максимальных расцепителей, *а*	
			на шкале обратнозависимой от тока характеристики	на шкале не зависимой от тока характеристики (отсечка)
АВ15НВ АВ15СВ	1 150	800 1 150	1 000, 1 600 1 450, 2 300	8 000, 10 000 8 000, 10 000
АВ20Б	2 000	1 500 2 000	— —	1 500, 2 000, 3 000 2 000, 3 000, 4 000
АВ20БВ	~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
АВ20Н АВ20С	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
АВ20НВ АВ20СВ	~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

Таблица 4-42

Технические данные расцепителей автоматических выключателей серии А-3100 (номинальное напряжение до 500 *в* переменного и до 220 *в* постоянного тока)

Тип автомата	Номинальный ток автомата, *а*	Тепловой и комбинированный расцепитель		Электромагнитный расцепитель		
		номинальный ток, *а*	уставка тока мгновенного срабатывания, *а*	номинальный ток, *а*	Уставка тока мгновенного срабатывания	
					переменный ток, *а*	постоянный ток, *а*
А3161 А3162 А3163	50	15, 20, 25 30, 40, 50	—	—	—	—
А3114 А3113	100	15 20 25	150 200 250	15 20 25	150 200 250	

Продолжение табл. 4-42

Тип автомата	Номинальный ток автомата, *а*	Тепловой и комбинированный расцепитель		Электромагнитный расцепитель	
		номинальный ток, *а*	уставка тока мгновенного срабатывания, *а*	номинальный ток, *а*	Уставка тока мгновенного срабатывания
					переменный ток, *а*	постоянный ток, *а*
А3114	100	30	300	40	300	
А3113		40	400	40	400	
		50	500	60	500	
		60	600	60	600	
		80	800	100	800	
		100	1 000	100	1 000	
А3124	100	15, 20, 25, 30	430	30	—	430
А3123		40, 50, 60	600	100	600	
		80, 100	800	100	800	
А3134	200	120	840	200	840	
А3133		150	1 050	200	1 050	
		200	1 400	200	1 400	
А3144	600	250	1 750	600	1 750	
А3143		300	2 100	600	2 100	
		400	2 800	600	2 800	
		500	3 500	600	3 500	
		600	4 200	600	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 в шкафах серии ПР9000, условия охлаждения выключателей ухудшаются и номинальный ток выключателя и теплового или комбинированного расцепителя должен приниматься до 80—90% меньшим (в среднем 85%) от номинальных значений, указанных в табл. 4-42.

Таблица 4-43

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

Тип автомата	Расцепители максимального тока	Номинальный ток расцепителя[1], *а*	Пределы регулирования номинального тока уставки теплового расцепителя[2], *а*	Ток срабатывания электромагнитного расцепителя (отсечка)[3], *а*	
				при переменном токе частотой 50 *гц*	при постоянном токе
АП50-3МТ АП50-2МТ	Тепловые и электромагнитные	1,6 2,5 4	1—1,6 1,6—2,5 2,5—4	11 17,5 28	14 22 36
АП50-3М АП50-2М	Электромагнитные	6,4 10	4—6,4 6,4—10	45 70	57 90
АП50-3Т АП50-2Т	Тепловые	16 25 40 50	10—16 16—25 25—40 30—50	110 175 280 350	140 220 352 440

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

1) Относится ко всем исполнениям автоматов.
2) Относится к исполнениям 2МТ, 3МТ, 2Т и 3Т.
3) Относится к исполнениям 2МТ, 3МТ, 2М и 3М.

Таблица 4-44

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

Тип автомата и расцепителя	Номинальное напряжение, *а*	Номинальный ток автомата, *а*	Номинальный ток расцепителя, *а*	Кратность тока срабатывания электромагнитного расцепителя
АБ-25 тепловой	200 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

Продолжение табл. 4-44

Тип автомата и расцепителя	Номинальное напряжение, *а*	Номинальный ток автомата, *а*	Номинальный ток расцепителя, *а*	Кратность тока срабатывания электромагнитного расцепителя
АО-15М электромагнитный	То же	15	1; 1,2; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 12; 15; 20	2—10
АО-15Т тепловой	„ „	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 напряжением до 400 *в* переменного и 220 *в* постоянного тока

Тип автомата	Номинальный ток автомата, *а*	Номинальный ток максимального расцепителя, *а*	Пределы уставок тока срабатывания (кратность по отношению к номинальному току расцепителя)
АС	800	75, 130	2—4,5
		190, 260,	
		375, 500,	
		625, 800	
	1 500	1 250, 1 500	
		2 000, 2 500	
АГ	800	150, 300,	2—3
		400, 500,	
		600, 800	
	1 000	1 000	
	1 500	1 250	
		1 500	

Тип автомата	Номинальный ток автомата, *а*	Номинальный ток максимального расцепителя, *а*	Расцепитель зоны короткого замыкания	Комбинированный расцепитель	
				зона короткого замыкания	зона нагрузки
АМ	800	130, 190, 260, 375, 500, 625, 800	При переменном токе 2—8 При постоянном токе 2—4,5	При переменном токе 3→8 При постоянном токе 3—4,5	1,55—2
	1 500	1 250, 1 500			
	2 500	2 000, 2 500			

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*.

Таблица 4-46

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

№ нагревательных элементов	Номинальные токи элементов магнитных пускателей 2-й величины, *а*	№ нагревательных элементов	Номинальные токи элементов магнитных пускателей		№ нагревательных элементов	Номинальные токи элементов магнитных 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	—	60—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

№ нагревательных элементов	Номинальные токи элементов магнитных пускателей 2-й величины, *а*	№ нагревательных элементов	Номинальные токи элементов магнитных пускателей		№ нагревательных элементов	Номинальные токи элементов магнитных пускателей	
			2-й величины, *а*	3-й величины, *а*		4-й величины, *а*	5-й величины, *а*
—	—	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 до 500 *в*)

Величина пускателя	Наибольшая мощность электродвигателя при напряжении 380 *в*	Тип теплового реле	Исполнение пускателя					
			открытое			защищенное		
			Ток уставки тепловых реле, *а*					
			номинальный	нулевая уставка	диапазон регулирования	номинальный	нулевая уставка	диапазон регулирования
3	17	ТРН-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 отрегулирована из расчета одно деление шкалы на 10° С.

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

$$I_{ср.э} \geqslant 1{,}25 I_{кр} \qquad (4\text{-}13)$$

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

Коэффициент 1,25 *в* (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 ±15%. Для автоматов типа А3110, разброс характеристик которых достигает величины ±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

$$I_{ср.р} \leqslant 1{,}25 I_{дл}. \qquad (4\text{-}14)$$

4-3. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

Сечение проводов и кабелей напряжением до 1 000 *в* по условию нагревания определяется из табл. 4-1÷4-20, 4-22, 4-27÷4-31 в зависимости от расчетного значения допустимой длительной нагрузки при нормальных условиях прокладки, определяемой как бо́льшая величина из двух соотношений:

по условию нагревания длительным расчетным током

$$I_{н.д} \geqslant \frac{I_{дл}}{K_{п}}, \qquad (4\text{-}15)$$

и по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты

$$I_{н.д} \geqslant \frac{K_{з} I_{з}}{K_{п}}, \qquad (4\text{-}16)$$

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 аппарата, *а*.

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

$$I_{н.д} \geqslant I_{дл}; \qquad (4\text{-}17)$$

$$I_{н.д} \geqslant K_{з} I_{з}. \qquad (4\text{-}18)$$

Значения $K_{з}$ и $I_{з}$ определяются из табл. 4-48 в зависимости от характера сети, типа изоляции проводов и кабелей и условий их прокладки.

Таблица 4-48

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 $I_з$	Кратность допустимых длительных токов $K_з$			
	Сети, для которых защита от перегрузки обязательна (ПУЭ § III-I-10)			Сети, не требующие защиты от перегрузки (ПУЭ § III-I-7)
	Проводники с резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией		Кабели с бумажной изоляцией	
	взрыво- и пожароопасные помещения, жилые, торговые помещения и т. п.	невзрыво- и непожароопасные производственные помещения промышленных 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 нерегулируемой 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 ее кратность тока не ограничивается)	1,0	1,0	0,8	0,66

Согласно разделу III ПУЭ сети разделяются на две группы: сети, которые должны быть защищены от перегрузки и от токов короткого замыкания, и сети, защищаемые только от токов короткого замыкания.

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, в несгораемых строительных конструкциях и т. п., в следующих случаях:

А. Осветительные сети в жилых и общественных зданиях, в 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, в жилых и общественных зданиях, в торговых помещениях—в случаях, когда по условиям технологического процесса или режиму работы сети может возникать 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 короткого замыкания.

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 менее, чем это требуется при определении допустимой нагрузки по (4-15) и (4-17). Сечение проводов и кабелей для ответвления к двигателю с короткозамкнутым ротором во всех случаях выбирается в соответствии с (4-15) или (4-17), в которых длительный расчетный ток линии равен: для невзрывоопасных помещений—номинальному току двигателя и для взрывоопасных — 125% номинального тока двигателя напряжением до 1 000 *в*. Выбранное сечение провода или кабеля должно быть проверено по (4-16) или (4-18) согласно требованиям § III-1-7 ПУЭ для сетей, защищаемых только от коротких замыканий.

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

Для сетей, прокладываемых во взрывоопасных помещениях, допустимые кратности тока короткого замыкания увеличиваются до значения 4 по отношению к номинальному току плавкой вставки предохранителя и 6 по отношению к номинальному току расцепи-

теля автоматического выключателя с обратно-зависимой от тока характеристикой.

Для сетей, защищаемых только от токов короткого замыкания, завышение токов плавких вставок предохранителей и уставок расцепителей автоматов по сравнению с величинами, регламентированными § III-1-7 ПУЭ (табл. 4 48), допускается в необходимых случаях, например, для надежной отстройки от токов самозапуска двигателей при условии, что кратность тока короткого замыкания 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 коротком замыкании приведена в разделе седьмом настоящего справочника.

Сечения проводов и кабелей линий 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 при температуре 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 коротких замыканий.

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

$$I_{в} \geqslant 100\ а$$

и по условию кратковременного тока из (4-8)

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

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 нормальны (температура окружающего воздуха +25° С).

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

$$I_{п.д} \geqslant 100\ а$$

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

1. Для кабеля с резиновой изоляцией, защищаемого от перегрузки и проходящего в невзрывоопасном и непожароопасном помещении, значение коэффициента $K_з$ из табл. 4-48 равно

$$K_з = 1{,}0.$$

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

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

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 получаем:

$$K_з = 1{,}25;$$

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

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

3. Для кабеля, защищаемого только от коротких замыканий, получаем:

$$K_з = 0{,}33;$$

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

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 *в*. От шин распределительного щита получает питание силовая сборка с автоматическими выключателями, к которой присоединяются шесть асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором. Электродвигатели *3* и *4* установлены во взрывоопасном помещении класса B1a, остальные двигатели, распределительные пункты и пусковая аппаратура — в помещениях с нормальной средой. Технические данные двигателей указаны в табл. 4-49. Режим работы двигателей исключает возможность длительных перегрузок, условия их пуска легкие, 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 обратно зависимой от тока характеристикой и с отсечкой с выдержкой

времени 0,6 *сек*. Линии от силового пункта к электродвигателям защищены установленными в шкафу типа ПР9262-137 автоматическими выключателями типа А 3124 на 500 *в* и 100 *а* с комбинированными расцепителями.

Магистральная линия от распределительного щита до силового пункта выполнена трехжильным кабелем с бумажной изоляцией

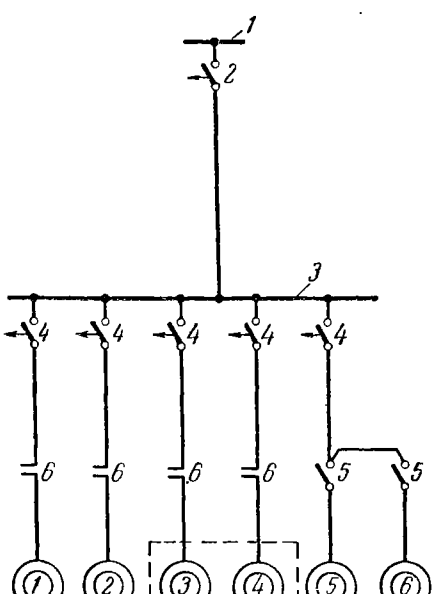


Рис. 4-1. Схема сети к примеру 4-5.

1 — шины 380/220 *в* распределительного щита; *2*—автоматический выключатель типа АВ-4С; *3* — шины распределительного силового пункта серии ПР-9000; *4* — автоматический выключатель типа А3124; *5* — кнопочный пускатель типа ПНВ-34; *6* — магнитный пускатель серии ПА; *7* — взрывоопасное помещение.

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 $K_{п}=1$, 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 А 3124 по условию длительного тока линии, равного в данном случае номинальному току электродвигателя *I* (см. табл. 4-49).

Согласно примечанию 2 к табл. 4-42, при выборе расцепителя, встроенного в закрытый шкаф автоматического выключателя, необ-

Таблица 4-49

Технические данные электродвигателей примера 4-5

№ п/п.	Тип	Номинальная мощность, *квт*	Номинальный ток, *а*	Кратность пускового тока	Пусковой ток, *а*
1	А2-81-4	40	73,1	5,9	432
	То же	40	73,1	5,9	432
3	МА145-2/6	34	69	6,5	448
4	МА142-2/8	4	10,5	5	52,5
5	А02-41-4	4	7,7	5,7	43,8
	То же	4	7,7	5,7	43,8

ходимо учесть поправочный коэффициент порядка 0,85. Учитывая сказанное, выбираем расцепитель автоматического выключателя по условию длительного тока линии из соотношения

$$I_{н.э} \geqslant \frac{73,1}{0,85} = 86a .$$

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):

$$I_{ср.з} \geqslant 1,25 \cdot 432;\ 800\ a > 540\ a.$$

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 коротких замыканий.

Расчетное значение допустимого тока линии получается равным:

$$I_{н.д} \geqslant 73,1\ a.$$

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 кабелей аппарату токовой защиты. Так как автоматические выключатели серии А 3100 не имеют регулирования тока уставки, кратность допустимого тока линии должна определяться по отношению к номинальному току расцепителя, равному в нашем случае $I_з$=100 *а*. По табл. 4-48 находим значение $K_з$ для сетей, не требующих защиты от перегрузки для номинального тока расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно-зависимой от тока характеристикой:

$$K_з = 1.$$

Подставляя числовые значения в соотношение (4-18):

$$75\ a < 1 \cdot 100 = 100\ a,$$

находим, что требуемое условие не выполняется.

Таблица выбора расцепителей и сечений проводов и кабеля примера 4-5

Наименование линии	Расчетный ток линии, *а*		Номинальный ток расцепителя, *а*		Уставка тока мгновенного срабатывания расцепителя, *а*		$K_в$	Допустимая токовая нагрузка на провод (кабель) *а*		Марка и сечение провода (кабеля), *мм²*
	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	1 600	0,66	168	190	ААБГ 3×95

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

$$105\ a > 100\ a.$$

Для остальных линий результаты расчета сведены в табл. 4-50 и ниже даются пояснения, связанные с особенностями каждой линии.

Линии к электродвигателю 3. Линия к электродвигателю *3* имеет следующие особенности. Двигатель *3* установлен во взрывоопасном помещении класса BIa, 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 BIa 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 *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*:

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

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

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

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

$$I_{н.э} \geqslant 168\ a.$$

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 независимой от тока характеристики (отсечка с выдержкой времени) 1 600 *а*.

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

$$1\,600 > 1{,}25 \cdot 547 = 682\ a.$$

Определяем табличное значение допустимого длительного тока для кабеля:

$$I_{н.д} \geqslant 168\ a.$$

По табл. 4-14 подбираем трехжильный кабель с алюминиевыми жилами до 3 *кв* сечением 95 *мм*², для которого допустимая нагрузка равна 190 *а*.

Таблица 4-51

Предельные номинальные токи плавких вставок и допустимые длительные нагрузки для проводов и кабелей с алюминиевыми жилами в производственных невзрыво- и непожароопасных помещениях, в которых требуется защита сети от перегрузки, *а*

Сечение, мм²	Открытая прокладка										Прокладка в трубах						
	АПР	АНРГ	АПР, АНРГ	АНРГ, АВРГ				ААГ, ААБГ			АПРТО, АНРГ, АВРГ						
	Нагрузка		Ток плавкой вставки	Нагрузка		Ток плавкой вставки		Нагрузка		Ток плавкой вставки	Нагрузка		Ток плавкой вставки	Нагрузка		Ток плавкой вставки	
	Одиожильные			Двухжильные	Трехжильные	Двухжильные	Трехжильные	Двухжильные	Трехжильные	Двухжильные	Трехжильные	Два одножильных	Три одножильных	Два и три одножильных	Один двухжильный	Один трехжильный	Двухжильный	Трехжильный
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	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	395	400	310	270	300		—	290	300		—	—	—	—	—	—	

Предельные номинальные токи плавких вставок и допустимые длительные нагрузки для проводов и кабелей с алюминиевыми жилами (напряжение до 1 000 *в*) во взрыво- и пожароопасных помещениях и в сетях непроизводственных помещений, в которых требуется защита от перегрузки, *а*

Сечение *мм²*	Открытая прокладка										Прокладка в трубах						
	АПР	АНРГ	АПР, АНРГ	АНРГ, АВРГ				ААГ, ААБГ			АПРТО, АНРГ, АВРГ						
	Нагрузка		Ток плавкой вставки	Нагрузка		Ток плавкой вставки		Нагрузка		Ток плавкой вставки	Нагрузка		Ток плавкой вставки	Нагрузка		Ток плавкой вставки	
	одножильные			Двухжильные	Трехжильные	Двухжильные	Трехжильные	Двухжильные	Трехжильные	Двухжильные	Два одножильных	Три одножильных	Два и три одножильных	Один двухжильный	Один трехжильный	Двухжильные	Трехжильные
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	60
50	165	165	150	135	110	100		140	120	150	120	140	130	100	123	104	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	295	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*

Сечение, мм²	Открытая прокладка												Прокладка в трубах						
	АПР, АНРГ, АНРГ, АПР			АНРГ, АВРГ				ААГ, ААБГ				АПРТО, АНРГ, АВРГ						
	Нагрузка		Расцепитель	Нагрузка		Расцепитель		Нагрузка		Расцепитель		Нагрузка		Расцепитель	Нагрузка		Расцепитель	
	Одножильные			Двухжильные	Трехжильные	Двухжильные	Трехжильные	Двухжильные	Трехжильные	Двухжильные	Трехжильные	Два одножильных	Три одножильных	Два и три одножильных	Один двухжильный	Один трехжильный	Двухжильный	Трехжильный
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	295	300	230	200	200		245	220	250		245	220	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		—	—	—	—	—	—	

Таблица 4-54

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, *мм²*	Открытая прокладка						Прокладка в трубах									
	АПР, АПВ		АНРГ, АВРГ, АСРГ				АПРТО, АНРГ, АВРГ, АСРГ									
	Одиожильные		Двухжильные		Трехжильные		Два одиожильных		Три одиожильных		Четыре одиожильных		Один двухжильный		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	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

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 $I_з = 250$ *а*. По табл. 4-48 находим значение $K_з$ для сетей, не требующих защиты от перегрузки, для тока срабатывания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно-зависимой от тока характеристикой:

$$K_з = 0{,}66.$$

Подставляя числовые значения в (4-18)

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

находим, что требуемое условие выполняется.

В табл. 4-51—4-53 приведены допустимые нагрузки и предельные значения номинальных токов плавких вставок предохранителей и номинальных токов тепловых и комбинированных расцепителей автоматических выключателей серии А 3100 для проводов и кабелей на напряжение до 1 000 *в* с алюминиевыми жилами при прокладке открыто в воздухе или в трубах при длительном режиме работы. В табл. 4-54 указаны для тех же проводов и условий прокладки допустимые нагрузки при повторно-кратковременном режиме работы.

РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

5-1. АКТИВНЫЕ И ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЛИНИЙ

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

$$r = 1\,000 \cdot \frac{\rho}{F}, \text{ } ом/км, \tag{5-1}$$

$$r = \frac{1\,000}{\gamma F}, \text{ } ом/км, \tag{5-2}$$

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

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

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

Значение удельного сопротивления и удельной проводимости для медных проводов и кабелей

$$\rho_м = 0{,}0189 \text{ } ом \cdot мм^2/м, \text{ } \gamma_м = 53 \text{ } м/ом \cdot мм^2;$$

для алюминиевых проводов и кабелей

$$\rho_a = 0{,}0315 \ ом \cdot мм^2/м, \ \gamma_a = 31{,}7 \ м/ом \cdot мм^2.$$

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

$$x = 0{,}1445 \lg \frac{2D}{d} + 0{,}016, \ ом/км, \qquad (5\text{-}3)$$

где d — внешний диаметр провода, *мм*;

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

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

В последнем выражении D_{12}, D_{23} и D_{31} расстояния между каждой парой 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 сопротивления зависят от протекающего по проводу переменного то-

Таблица 5-1

Активные сопротивления проводов и кабелей, *ом/км*

Сечение провода, *мм²*	Активное сопротивление, *ом/км*		Сталеалюминиевые провода
	Медные провода и кабели	Алюминиевые провода и кабели	
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

Таблица 5-2

Индуктивные сопротивления воздушных линий, *ом/км*

Среднее геометрическое расстояние между проводами, *мм*	Сечение проводов, *мм*²										
	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185
	Индуктивное сопротивление, *ом/км*										
	Медные провода										
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
	Алюминиевые провода										
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
	Сталеалюминиевые провода										
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	0,372	—
3 000	—	—	—	—	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377

Активные и внутренние индуктивные сопротивления воздуш

Ток линий, a	Активное сопротивление, r						
	ПСО-3,5	ПСО-4	ПСО-5	ПС-25	ПС-35	ПС-50	ПС-70
0,5	14,9	11,5	—	—	—	—	—
1	15,2	11,8	—	5,25	3,66	2,75	1,70
1,5	15,7	12,3	7,9	5,26	3,66	2,75	1,70
2	16,1	12,5	8,35	5,27	3,66	2,75	1,70
3	17,4	13,4	9,5	5,28	3,67	2,75	1,70
4	18,5	14,3	10,8	5,30	3,69	2,75	1,70
5	20,1	15,5	12,3	5,32	3,70	2,75	1,70
6	21,4	16,5	13,8	5,35	3,71	2,75	1,70
7	21,5	17,3	15,0	5,37	3,73	2,75	1,70
8	21,7	18,0	15,4	5,40	3,75	2,76	1,70
9	21,8	18,1	15,2	5,45	3,77	2,77	1,70
10	21,9	18,1	14,6	5,50	3,80	2,78	1,70
15	20,2	17,3	13,6	5,97	4,02	2,80	1,70
20	—	—	12,7	6,70	4,40	2,85	1,72
25	—	—	—	6,97	4,89	2,95	1,74
30	—	—	—	7,10	5,21	3,10	1,77
35	—	—	—	7,10	5,36	3,25	1,79
40	—	—	—	7,02	5,35	3,40	1,83
45	—	—	—	6,92	5,30	3,52	1,88
50	—	—	—	6,85	5,25	3,61	1,93
60	—	—	—	6,70	5,13	3,69	2,07
70	—	—	—	—	5,00	3,73	2,21
80	—	—	—	—	—	3,79	2,27
90	—	—	—	—	—	3,68	2,29
100	—	—	—	—	—	—	2,33
125	—	—	—	—	—	—	2,33

Таблица 5-4

ных линий, выполненных стальными проводами, *ом/км*

Внутреннее индуктивное сопротивление x''						
ПСО-3,5	ПСО-4	ПСО-5	ПС-25	ПС-35	ПС-50	ПС-70
1,04	0,69	—	—	—	—	—
2,27	1,54	—	0,54	0,33	0,23	0,16
4,24	2,82	2,13	0,55	0,34	0,23	0,16
6,45	4,38	3,58	0,55	0,35	0,24	0,17
9,60	7,90	6,45	0,56	0,36	0,25	0,17
11,9	9,70	8,10	0,59	0,37	0,25	0,18
14,1	11,5	9,7	0,63	0,40	0,26	0,18
16,3	12,5	11,2	0,67	0,42	0,27	0,19
16,5	13,2	12,3	0,70	0,45	0,27	0,19
16,7	14,2	13,3	0,77	0,48	0,28	0,20
16,9	14,3	13,1	0,84	0,51	0,29	0,20
17,1	14,3	12,4	0,93	0,55	0,30	0,21
18,3	13,3	11,4	1,33	0,75	0,35	0,23
—	—	10,5	1,63	1,04	0,42	0,25
—	—	—	1,91	1,32	0,49	0,27
—	—	—	2,01	1,56	0,59	0,30
—	—	—	2,06	1,66	0,69	0,33
—	—	—	2,09	1,69	0,80	0,37
—	—	—	2,08	1,71	0,91	0,41
—	—	—	2,07	1,72	1,00	0,45
—	—	—	2,00	1,70	1,10	0,55
—	—	—	—	1,64	1,14	0,65
—	—	—	—	—	1,15	0,70
—	—	—	—	—	1,14	0,72
—	—	—	—	—	—	0,73
—	—	—	—	—	—	0,73

ка 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:

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

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.

Таблица 5-4

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

Сечение, *мм²*	Трехжильные кабели с медными жилами, *кв*				Изолированные провода	
	до 1	3	6	10	на роликах	на изоляторах
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 геометрическое расстояние между проводами, *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
1 000	0,398	0,389	0,375	0,368	0,347	0,338	0,325
1 250	—	0,403	0,389	0,381	0,361	0,352	0,339
1 500	—	0,414	0,400	0,393	0,372	0,363	0,350
2 000	—	—	—	0,412	0,391	0,382	0,369

Таблица 5-6

Активные (омические) 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 расстоянии между центрами шин 250 *мм*, *ом/км*
	Алюминиевые шины		Медные шины		
	при постоянном токе	при переменном токе	при постоянном токе	при переменном 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
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
Магистральные токопроводы		
ШМА59-1	0,024	0,02
ШМА59-2	0,016	0,02
ШМА59-4	0,010	0,02
Распределительные токопроводы		
ШРА60-2	0,21	0,18
ШРА60-4	0,13	0,16
ШРА60-6	0,08	0,11

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.

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	
Материал проводов	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий
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

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
Однофазный переменный или постоянный ток	$\Sigma I_a l$	*а·м*	*в*	$\frac{2}{\gamma}$			$\frac{0,0631}{0,0377}$		
			%	$\frac{2}{10\gamma U_н}$	$\frac{0,0287}{0,0171}$	$\frac{0,0166}{0,00992}$	$\frac{0,00956}{0,00571}$	—	—
	ΣPl	*квт·м*	*в*	$\frac{2}{\gamma U_н}$	$\frac{0,287}{0,171}$	$\frac{0,166}{0,0992}$	$\frac{0,0956}{0,0571}$	—	—
			%	$\frac{2}{10\gamma U_н^2}$	$\frac{0,130}{0,0777}$	$\frac{0,0437}{0,0261}$	$\frac{0,0145}{0,00865}$	—	—
Трехфазный переменный ток	$\Sigma I_a l$	*а·м*	*в*	$\frac{\sqrt{3}}{\gamma}$			$\frac{0,0545}{0,0326}$		
			%	$\frac{\sqrt{3}}{10\gamma U_н}$	$\frac{0,0248}{0,0148}$	$\frac{0,0143}{0,00858}$	$\frac{0,00826}{0,00494}$	—	—

Трехфазный переменный ток	ΣPl	*квт·м*	*в*	$\frac{1}{\gamma U_н}$	$\frac{0,143}{0,0855}$	$\frac{0,083}{0,0496}$	$\frac{0,0478}{0,0286}$	—	—
			%	$\frac{1}{10\gamma U_и^2}$	$\frac{0,0653}{0,0389}$	$\frac{0,0219}{0,0131}$	$\frac{0,00725}{0,00433}$	—	—
		квт·км	*в*	$\frac{1\,000}{\gamma U_н}$	$\frac{143,0}{85,5}$	$\frac{83,0}{49,6}$	$\frac{47,8}{28,6}$	$\frac{5,25}{3,14}$	$\frac{3,16}{1,89}$
			%	$\frac{100}{\gamma U_и^2}$	$\frac{65,3}{38,9}$	$\frac{21,9}{13,1}$	$\frac{7,25}{4,33}$	$\frac{0,0875}{0,0523}$	$\frac{0,0316}{0,0189}$
		Мвт·км	*в*	$\frac{10^6}{\gamma U_н}$	—	—	—	$\frac{5250}{3140}$	$\frac{3160}{1890}$
			%	$\frac{10^5}{\gamma U_н^2}$	—	—	—	$\frac{87,5}{52,3}$	$\frac{31,6}{18,9}$
Ответвления от четырехпроводной линии трехфазного тока а) однофазное б) двухфазное	ΣPl	*квт·м*	%	$\frac{6}{10\gamma U_н^2}$	$\frac{0,392}{0,233}$	$\frac{0,131}{0,0786}$	—	—	—
			%	$\frac{2,25}{10\gamma U_и^2}$	$\frac{0,147}{0,0875}$	$\frac{0,0493}{0,0295}$	—	—	—

Примечание. В приведенных формулах приняты следующие общие единицы измерения: удельная проводимость—(γ) *м/ом·мм²*, номинальное междуфазное напряжение—($U_н$) *кв*.

При заданном сечении проводов линии потеря напряжения определяется по формуле

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

Сеченне при заданной потере напряжения вычисляется по формуле

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

где F — сечение провода, $мм^2$;

ΔU — потеря напряжения в линии ($в$, %);

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

α_1 — коэффициент, зависящий от системы тока и от 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.

Средние величины допустимых потерь напряжения в электрических сетях напряжением до 10 $кв$ приведены в табл. 5-11.

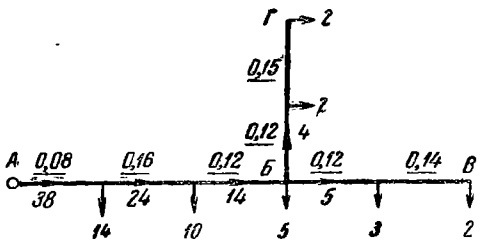


Рис. 5-1. Схема линии к примеру 5-1.

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.

Решение. Расчет производим по (5-6) и (5-7). Значение коэффициента α_1 находим из табл. 5-9 для нагрузок, выраженных в киловаттах, длин участков линии — в километрах и потери напряжения — в процентах. При этих условиях имеем

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

Таблица 5-10

Допустимые отклонения напряжения от номинального на зажимах электроприемников

Наименование электроприемников	Допустимые пределы отклонения напряжения на зажимах электроприемников от номинального, %
Электродвигатели	±5
Электродвигатели собственных нужд электростанций	+10 и −5
Лампы рабочего освещения промышленных предприятий и общественных зданий, лампы, прожекторных установок наружного освещения	+5 и −2,5
Лампы освещения жилых зданий, аварийного освещения и наружного освещения, выполненного светильниками	±5
Лампы освещения при аварийном режиме	+5 и −12

Таблица 5-11

Характеристика сети	Плотность нагрузки		Допустимая потеря напряжения, %
	погонная, *квт/м*	поверхностная, *квт/га*	
Городская сеть низкого напряжения:			
От шин трансформаторного пункта до ввода в дом	<0,05	<10	4,5
	0,05—0,3	10—60	4,0
	>0,3	>60	3,0
От ввода в дом до наиболее удаленного электроприемника домовой сети	<0,05	<10	1,0
	0,05—0,3	10—60	1,5
	>0,3	>60	2,5
Воздушные сети 6—10 *кв*	—	—	6—7
То же, в аварийных условиях	—	—	12
Кабельные сети 6—10 *кв*	—	—	5—6
То же, в аварийных условиях	—	—	10
Сети низкого напряжения	—	—	5—6

В нашем случае номинальное междуфазное напряжение сети $U_н$=0,38 *кв*; удельная проводимость алюминия γ=31,7 *м/ом·мм²*, откуда числовое значение коэффициента

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

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

Определяем значение M_a для основной магистрали и для ответвлений:

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

$$M_{aБВ} = 5 \cdot 0{,}12 + 2 \cdot 0{,}14 = 0{,}88 \ \textit{квт·км};$$

$$M_{aБГ} = 4 \cdot 0{,}12 + 2 \cdot 0{,}15 = 0{,}78 \ \textit{квт·км}.$$

Наибольшее значение M_a получается на участке *АБВ*:

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

Подставляя числовые значения в (5-7), определяем минимальное допустимое сечение линии по условию потери напряжения

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

Принимаем сечение фазных проводов для магистрали *АБ* равным $F_{AБ} = 70$ *мм²*.

Сечение нулевого провода принимаем для магистрали равным половине фазного $F_{0AБ} = 35$ *мм²*.

Находим потерю напряжения в магистрали *АБ* по (4-6)

$$\Delta U_{AБ} = \alpha_1 \frac{M_{aAБ}}{F_{AБ}} = 21{,}9 \frac{8{,}56}{70} = 2{,}68\%.$$

Потеря напряжения, допустимая для ответвлений *БВ* и *БГ*,

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

Определяем сечение ответвления *БВ*

$$F_{БВ} = 21{,}9 \frac{0{,}88}{1{,}32} = 14{,}6 \ \textit{мм}^2$$

и сечение ответвления *БГ*

$$F_{БГ} = 21{,}9 \frac{0{,}78}{1{,}32} = 12{,}9 \ \textit{мм}^2.$$

По условию механической прочности (табл. 1-11), принимаем сечения фазных и нулевого проводов для ответвлений *БВ* и *БГ* равными 16 *мм²*.

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

Потеря напряжения при заданном сечении проводов линии с учетом индуктивного сопротивления линии при различных коэффициентах мощности нагрузок линии определяется по формуле

$$\Delta U = \alpha_2 (r M_a + x M_r), \tag{5-8}$$

при одинаковом коэффициенте мощности для всех нагрузок линии

$$\Delta U = \alpha_2 (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \; M, \tag{5-9}$$

где ΔU — потеря напряжения в линии ($в$, %);

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 от принятых единиц измерения для входящих в формулы величин.

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 образом. Определяется значение расчетной величины потери напряжения по формуле

$$\Delta U_a = \Delta U - \alpha_2 x_{ср} M_r, \tag{5-10}$$

где ΔU — допустимая потеря напряжения в линии ($в$, %);

M_r — максимальное значение суммы моментов реактивных нагрузок для рассчитываемой линии;

$x_{ср}$ — 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 (*Мвт*) на схеме указаны в числителе дробей, реактивные нагрузки (*Мвар*) — в знаменателе, 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 $D_{ср} = 1\,250$ *мм*. Допустимая потеря напряжения $\Delta U = 6{,}5\%$.

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	$0{,}153 \cdot 6 = 0{,}92$	$0{,}095 \cdot 6 = 0{,}57$

Таблица 5-12

Значения и единицы измерения величин, входящих в формулы (5-8) и (5-9)

Системы тока	Сумма моментов нагрузок по участкам линий: активных M_a	единица измерения	реактивных M_r	единица измерения	полных M	единица измерения	Потеря напряжения	Значение коэффициента α_2	Числовое значение коэффициента α_2 при номинальном междуфазном напряжении, кв: 0,22	0,38	0,66	6	10
Одиофазный переменный ток	$\Sigma I_a l$	а·км	$\Sigma I_r l$	а·км	$\Sigma I l$	а·км	в	2	2				
							%	$\frac{2}{10U_н}$	0,909	0,526	0,303	0,0333	0,02
	$\Sigma P l$	квт·км	$\Sigma Q l$	квар·км	$\Sigma S l$	ква·км	в	$\frac{2}{U_н}$	9,09	5,26	3,03	0,333	0,2
							%	$\frac{2}{10U^2_н}$	4,13	1,38	0,459	0,00555	0,002
Трехфазный переменный ток	$\Sigma I_a l$	а·км	$\Sigma I_r l$	а·км	$\Sigma I l$	а·км	в	$\sqrt{3}$	1,73				
							%	$\frac{\sqrt{3}}{10U_н}$	0,787	0,455	0,263	0,0289	0,0173
	$\Sigma P l$	квт·км	$\Sigma Q l$	квар·км	$\Sigma S l$	ква·км	в	$\frac{1}{U_н}$	4,55	2,63	1,52	0,167	0,1
							%	$\frac{1}{10U^2_н}$	2,07	0,69	0,23	0,00278	0,001
	$\Sigma P l$	Мвт·км	$\Sigma Q l$	Мвар·км	$\Sigma S l$	Мва·км	в	$\frac{1\,000}{U_н}$	—	—	—	167	100
							%	$\frac{100}{U^2_н}$	—	—	—	2,78	1

Примечание. Номинальное междуфазное напряжение ($U_н$) принято в киловольтах.

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

Значение коэффициента α_2 из табл. 5-12

$$\alpha_2 = 2{,}78 \ 1/кв^2.$$

Величина $x_{ср}$ (табл. 5-13)

$$x_{ср} = 0{,}4 \ ом/км.$$

Максимальная величина M_r (для участка линии *АБГ*)

$$M_{rАБГ} = 1{,}222 + 0{,}672 = 1{,}894 \ Мвар \cdot км.$$

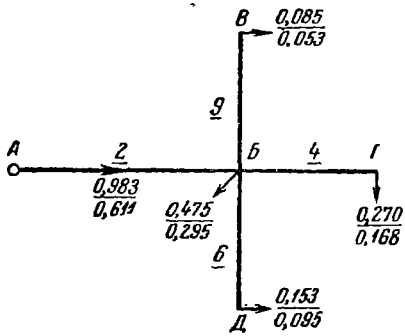


Рис. 5-2. Схема линии к примеру 5-2.

Определяем расчетную величину потери напряжения по (5-10):

$$\Delta U_a = 6{,}5 - 2{,}78 \cdot 0{,}4 \cdot 1{,}894 = 4{,}4\%.$$

Определяем сечение провода по (5-7).
Значение коэффициента α_1 по табл. 5-9

$$\alpha_1 = 87{,}5 \ ом \cdot мм^2/м \cdot кв^2.$$

Максимальная величина M_a (для участка линии *АБГ*)

$$M_a = 1{,}97 + 1{,}08 = 3{,}05 \ Мвт \cdot км.$$

Минимальное сечение линии

$$F = 87{,}5\,\frac{3{,}05}{4{,}4} = 60{,}7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение магистрали $АБ$ равным 70 $мм^2$.
Определяем потерю напряжения на участке $АБ$ по (5-6)

$$\Delta U_{аАБ} = 87{,}5\,\frac{1{,}97}{70} = 2{,}46\%.$$

Потеря напряжения, допустимая для ответвлений от точки $Б$ линии,

$$\Delta U_{аБ} = 4{,}4 - 2{,}46 = 1{,}94\%.$$

Определяем сечения проводов ответвлений:

$$F_{БВ} = 87{,}5\,\frac{0{,}765}{1{,}94} = 34{,}5 \text{ мм}^2 \text{ (принимаем провод } А35);$$

$$F_{БГ} = 87{,}5\,\frac{1{,}08}{1{,}94} = 48{,}3 \text{ мм}^2 \text{ (принимаем провод А50);}$$

$$F_{БД} = 87{,}5\,\frac{0{,}92}{1{,}94} = 41{,}5 \text{ мм}^2 \text{ (принимаем провод } А50).$$

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)

$$\Delta U_{АБВ} = 2{,}78\,[(0{,}46 \cdot 1{,}97 + 0{,}359 \cdot 1{,}222) + (0{,}92 \cdot 0{,}765 + 0{,}38 \cdot 0{,}477)] = 6{,}20\%;$$

$$\Delta U_{АБГ} = 6{,}36\% \text{ и } \Delta U_{АБД} = 5{,}96\%.$$

Поверочный расчет показывает, что все принятые сечения удовлетворяют условию задачи.

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

$$\Delta U = \sqrt{3}\,[r \cos\varphi + (x' + x'') \sin\varphi]\, Il; \qquad (5\text{-}11)$$

однофазная линия

$$\Delta U = 2[r \cos\varphi + (x' + x'') \sin\varphi]Il, \qquad (5\text{-}12)$$

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 1 000 *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:

$$r=13{,}6\ \text{ом/км},\quad x''=11{,}4\ \text{ом/км},$$

а из табл. 5-5 — величину внешнего индуктивного сопротивления при $D=1\,000$ *мм*:

$$x'=0{,}375\ \text{ом/км}.$$

По условиям задачи

$$I=15\ a;\quad l=2{,}5\ км;\quad \cos\varphi=0{,}8;\quad \sin\varphi=0{,}6.$$

По (5-11) определяем потерю напряжения в линии при выполнении ее проводами марки ПСО-5:

$$\Delta U=\sqrt{3}\,[13{,}6\cdot 0{,}8+(0{,}375+11{,}4)\,0{,}6]\,15\cdot 2{,}5=1\,160\ в$$

или $\dfrac{1\,160}{6\,000}\,100=19{,}4\%$, что недопустимо.

Проверяем аналогично возможность выполнения линии стальными многопроволочными проводами марки ПС-25. Для этих проводов потеря напряжения в линии составляет:

$$\Delta U=\sqrt{3}\,[5{,}97\cdot 0{,}8+(0{,}368+1{,}33)\,0{,}6]\,15\cdot 2{,}5=378\ в$$

или $\dfrac{378\cdot 100}{6\,000}=6{,}3\%$, 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.

Таблица 5-14

Потеря напряжения в двухпроводной линии постоянного тока или в двухпроводной линии переменного тока при $\cos\varphi = 1$

Материал провода или жилы кабеля	Номинальное сечение, мм²	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
Алюминий	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, на роликах и изо

Материал провода	Сечение провода, мм²	При коэффици				
		0,7	0,75	0,80	0,85	0,88
Медь	1	13,2	13,2	13,2	13,1	13,1
	1,5	8,85	8,83	8,81	8,80	8,77
	2,5	5,39	5,37	5,35	5,33	5,32
	4	3,39	3,37	3,36	3,34	3,33
	6	2,29	2,27	2,25	2,23	2,22
	10	1,43	1,41	1,40	1,38	1,37
	16	0,993	0,965	0,958	0,941	0,931
	25	0,664	0,647	0,631	0,616	0,606
	35	0,527	0,510	0,494	0,478	0,469
	50	0,415	0,403	0,388	0,373	0,364
	70	0,365	0,346	0,328	0,310	0,299
	95	0,301	0,283	0,265	0,249	0,238
	120	0,267	0,249	0,233	0,216	0,207
Алюминий	2,5	9,03	9,02	9,00	8,98	8,97
	4	5,71	5,69	5,67	5,65	5,64
	6	3,86	3,84	3,82	3,80	3,79
	10	2,37	2,35	2,34	2,32	2,31
	16	1,53	1,51	1,50	1,48	1,47
	25	1,04	1,02	1,01	0,990	0,980
	35	0,790	0,773	0,757	0,741	0,732
	50	0,588	0,573	0,558	0,543	0,534
	70	0,488	0,469	0,451	0,433	0,422
	95	0,398	0,380	0,362	0,346	0,335
	120	0,345	0,317	0,301	0,294	0,285
	150	0,298	0,281	0,265	0,249	0,240

Таблица 5-15

выполненной изолированными проводами
ляторах, %/квт·км

ента мощности					
0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,0
8,76	8,75	8,74	8,73	8,72	8,65
5,31	5,31	5,30	5,28	5,27	5,21
3,32	3,31	3,30	3,29	3,28	3,22
2,21	2,21	2,20	2,19	2,18	2,12
1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,28
0,924	0,916	0,908	0,899	0,887	0,831
0,600	0,593	0,585	0,577	0,566	0,512
0,462	0,455	0,448	0,439	0,428	0,374
0,358	0,351	0,344	0,336	0,326	0,270
0,292	0,284	0,275	0,266	0,254	0,196
0,231	0,223	0,215	0,206	0,194	0,138
0,199	0,192	0,184	0,175	0,164	0,109
8,96	8,95	8,95	8,93	8,92	8,85
5,63	5,62	5,61	5,60	5,59	5,54
3,78	3,78	3,77	3,76	3,75	3,69
2,31	2,30	2,29	2,28	2,27	2,22
1,46	1,46	1,45	1,44	1,43	1,37
0,974	0,967	0,959	0,951	0,940	0,886
0,725	0,718	0,711	0,702	0,691	0,637
0,528	0,521	0,514	0,506	0,496	0,443
0,415	0,407	0,398	0,389	0,377	0,319
0,328	0,320	0,312	0,303	0,291	0,235
0,277	0,270	0,262	0,253	0,242	0,187
0,233	0,226	0,219	0,210	0,199	0,145

Для проводов и кабелей из цветного металла эти потери выражены в процентах на 1 *квт · м*, 1 *квт · км* или 1 *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 для проводов и кабелей из цветных металлов определяется по формуле

$$\Delta U = \Delta U_{\text{тб}} M_{\text{а}}, \tag{5-13}$$

где $M_{\text{а}}$ — 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*, 1 *квт · км* или 1 *Мвт · км*.

Определение сечения проводов по заданной величине потери напряжения производится следующим образом. Определяется расчетное значение удельной потери напряжения по формуле

$$\Delta U_{\text{тб}} \leqslant \frac{\Delta U}{M_{\text{а}}} \tag{5-14}$$

и по соответствующей таблице подбирается сечение провода с ближайшим меньшим значением удельной потери напряжения.

Потеря напряжения в линии для стальных проводов определяется по формуле

$$\Delta U = \Delta U_{\text{тб}} l, \tag{5-15}$$

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

$$\Delta U_{\text{тб}} \leqslant \frac{\Delta U}{l}. \tag{5-16}$$

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

$$\Delta U_{\text{тб}} = \Delta U'_{\text{тб}} - (\Delta U'_{\text{тб}} - \Delta U''_{\text{тб}}) \frac{I - I'}{I'' - I'}, \tag{5-17}$$

где $\Delta U'_{\text{тб}}$ — табличное значение потери напряжения для наименьшего тока I', $\%/a \cdot км$;

$\Delta U''_{\text{тб}}$ — то же для наибольшего тока I'' $\%/a \cdot км$;

$\Delta U_{\text{тб}}$ — потеря напряжения для промежуточного тока I, $\%/a \cdot км$.

Пример 5-4. Произвести расчет линий примеров 5-1—5-3 при помощи таблиц удельных потерь напряжения.

Р е ш е н и я. 1) Из примера 5-1 наибольшее значение $M_{\text{а}} = 9{,}44$ *квт · км*. Допустимая потеря напряжения $\Delta U = 4\%$.

Потеря напряжения в трехфазной кабельной линии 380 *в*, %/*квт·км*

Материал жилы	Номинальное сечение, *мм²*	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	1,28
	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	8,85
	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

Таблица 5-17

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии 380 *в*, %/*квт·км*

Материал провода	Номинальное сечение, *мм²*	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
Алюминий	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

Таблица 5-18

Потеря напряжения в трехфазной кабельной линии 660 в, %/кзт·км

Материал жилы	Номинальное сечение, мм²	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	2,95
	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	0,160	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

Таблица 5-19

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии 660 *в*, %/*квт·км*

Материал провода	Номинальное сечение, *мм²*	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	0,156	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
Алюминий	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/км*

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 ПМО-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	415
60	—	—	—	665	525	374	—	—	—	686	544	390
70	—	—	—	757	596	444	—	—	—	784	618	462

Таблица 5-20Б

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

Таблица 5-20В

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии, выполненной стальными проводами, *в/км*

Ток линии, *а*	При коэффициенте мощности 0,9						При коэффициенте мощности 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	488	333
60	—	—	—	729	573	410	—	—	—	741	574	413
70	—	—	—	839	650	485	—	—	—	847	652	487

Таблица 5-21

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

Таблица 5-22

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии 6 кв, %/Мвт·км

Материал провода	Номинальное сечение, мм²	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	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	4,33	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	0,778
Алюминий	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

Таблица 5-23

Потеря напряжения в трехфазной воздушной линии 10 *кв*, %/*Мвт·км*

Материал провода	Номинальное 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	1,45	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
Алюминий	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

Таблица 5-24

Потеря напряжения в трехфазной кабельной линии 6 *кв*, %/*Мвт·км*

Материал провода	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

Таблица 5-25

Потеря напряжения в трехфазной кабельной линии 10 *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	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
Алюминий	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	1,33	1,32	1,32	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

Таблица 5-26

Потеря напряжения в трехфазном токопроводе 380 *в*, выполненном алюминиевыми шинами прямоугольного сечения, %/*квт·км*

Размеры, шины, *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 шин +30 °С и расстоянии между центрами шин 250 *мм*.

Таблица 5-27

Потери 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	0,855
	130	0,800	0,815	0,825	0,830	0,835	0,830	0,812	0,790
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

Потеря напряжения в токопроводах с алюминиевыми шинами

Тип токопровода	При коэффи					
	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65
ШРА 60-2	0,432	0,394	0,362	0,335	0,313	0,291
ШРА 60-4	0,345	0,311	0,284	0,259	0,238	0,220
ШРА 60-6	0,230	0,208	0,188	0,171	0,158	0,145
ШМА 59-1	0,0485	0,0443	0,0407	0,0378	0,0352	0,0329
ШМА 59-2	0,0428	0,0388	0,0352	0,0322	0,0296	0,0274
ШМА 59-4	0,0388	0,0346	0,0310	0,0280	0,0255	0,0232

Находим расчетное значение удельной потери напряжения по (5-14):

$$\Delta U_{\text{тб}} \leqslant \frac{4}{9,44} = 0,425 \ \%/квт \cdot км.$$

Из табл. 5-17 для воздушной линии 380/220 *в* при $\cos\varphi = 1$ находим сечение алюминиевого провода 70 *мм*², для которого $\Delta U_{\text{тб}} = 0,319 \ \%/квт \cdot км$.

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 *БВ*

$$\Delta U_{\text{тб}} \leqslant \frac{4 - 2,73}{0,88} = 1,44\%/квт \cdot км$$

и для ответвления *БГ*

$$\Delta U_{\text{тб}} \leqslant \frac{4 - 2,73}{0,78} = 1,63\%/квт \cdot км.$$

В обоих случаях по табл. 5-17 принимаем провод сечением 16 *мм*².

2) Из примера 5-2 $M_{\text{а}} = 3,05$ *Мвт · км*; $\Delta U = 6,5\%$. По (5-14) получаем:

$$\Delta U_{\text{тб}} \leqslant \frac{6,5}{3,05} = 2,13 \ \%/Мвт \cdot км.$$

По табл. 5-22 для алюминиевого провода при $\cos\varphi = 0,85$ находим сечение 70 *мм*², для которого $\Delta U_{\text{тб}} = 1,9 \ \%/Мвт \cdot км$.

Потеря напряжения в магистрали по (5-13)

$$\Delta U_{АБ} = 1,9 \cdot 1,97 = 3,75\%.$$

серий ШРА и ШМА при напряжении 380 *в*, %/*квт·км*

циенте мощности						
0.7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1,00
0,272	0,256	0,239	0,223	0,206	0,187	0,146
0,203	0,188	0,173	0,160	0,145	0,127	0,091
0,133	0,124	0,113	0,103	0,092	0,081	0,056
0,0308	0,0289	0,0271	0,0253	0,0234	0,0212	0,0167
0,0253	0,0233	0,0215	0,0197	0,0178	0,0157	0,0111
0,0211	0,0192	0,0173	0,0155	0,0137	0,0115	0,0070

Потеря напряжения, допустимая для ответвлений от магистрали в точке *Б*, равна:

$$\Delta U_Б = 6{,}5 - 3{,}75 = 2{,}75\%.$$

Расчетные значения удельных потерь напряжения для ответвления *БВ*

$$\Delta U_{тб} = \frac{2{,}75}{0{,}765} = 3{,}60\%/Мвт\cdot км \text{ (провод А35);}$$

для ответвления *БГ*

$$\Delta U_{тб} = \frac{2{,}75}{1{,}08} = 2{,}54\%/Мвт\cdot км \text{ (провод А50);}$$

для ответвления *БД*

$$\Delta U_{тб} = \frac{2{,}75}{0{,}92} = 3{,}0\%/\ Мвт\cdot км \text{ (провод А50).}$$

3. Допустимая потеря напряжения по условию

$$\Delta U = 6{,}5\,\frac{6\,000}{100} = 390\ в.$$

Длина линии $l = 2{,}5$ *км*.

Расчетное значение удельной потери напряжения по (5-16)

$$\Delta U_{тб} \leqslant \frac{390}{2{,}5} = 1{,}56\ в/км.$$

По табл. 5-20Б для тока линии $I = 15$ *а* подбираем сечение провода марки ПС-25, для которого $\Delta U_{тб} = 151$ *в/км*.

Пример 5-5. От трансформаторного пункта промпредприятия получает питание магистральный токопровод *АБВ* типа ШМА 59-1, к которому присоединены распределительные токопроводы *БГ*, *ВД* и *ВЕ* типа ШРА 60-6 (рис. 5-3). Длины участков токопроводов и

нагрузка распределительных токопроводов указаны на рис. 5-3. Нагрузки распределены равномерно вдоль токопроводов. Номинальное напряжение сети 380 *в*, коэффициент мощности нагрузки cos φ=0,7.

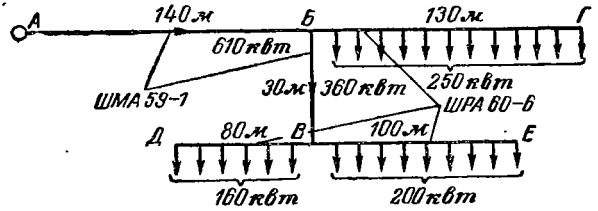


Рис. 5-3. Схема токопроводов к примеру 5-5.

Определить потерю напряжения в токопроводах до наиболее удаленных точек *Г*, *Д*, *Е*.

Р е ш е н и е. Определяем моменты активных нагрузок на отдельных участках токопровода. Магистральный токопровод:

Участок *АБ* 610 · 0,14=85,5 *квт · км.*

Участок *БВ* 360 · 0,03=10,8 *квт · км.*

Распределительные токопроводы:

Участок *БГ* 250 · 0,065=16,2 *квт · км.*

Участок *ВЕ* 200 · 0,05=10 *квт · км.*

Участок *ВД* 160 · 0,04=6,4 *квт · км.*

(При определении моментов в распределительном токопроводе равномерно распределенную нагрузку считаем сосредоточенной в середине токопровода.)

Из табл. 5-28 для cos φ=0,7 определяем значения удельных потерь напряжения для магистрального токопровода типа ШМА 59-1 $\Delta U_{т6}=0{,}0308\%/квт \cdot км$ и для распределительного токопровода типа ШРА 60-6 $\Delta U_{т6}=0{,}133\%/квт \cdot км$.

Пользуясь (5-13), определяем потерю напряжения до конца *Г* распределительного токопровода *БГ*:

$$\Delta U_{АГ}=0{,}0308 \cdot 85{,}5+0{,}133 \cdot 16{,}2=4{,}8\%.$$

Аналогично определяем потери напряжения до точек *Д* и *Е*:

$$\Delta U_{АД}=3{,}82\%;\ \Delta U_{АЕ}=4{,}3\%.$$

5-6. РАСЧЕТ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ И УСЛОВИЮ НАИМЕНЬШЕЙ ЗАТРАТЫ МЕТАЛЛА

Для магистральной линии с ответвлениями на конце (рис. 5-4) сечения проводов магистрали по условию наименьшей затраты металла определяется по формуле

$$F_0=\alpha_1 \frac{M_{a0}}{\Delta U_a}\left(1+\sqrt{\frac{\sum_1^n M_a L}{M_{a0} L_0}}\right), \qquad (5\text{-}18)$$

где α_1 — коэффициент из табл. 5-9;

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 произведения значений M_a на длину ответвления, подсчитанная для всех ответвлений.

Полученное по (5-28) сечение магистрали округляется до ближайшего (большего или меньшего) стандартного сечения провода.

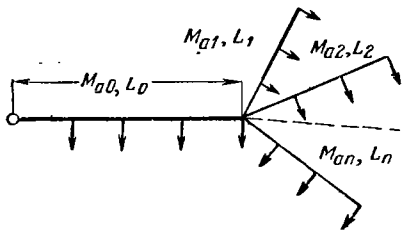


Рис. 5-4. Схема магистрали с ответвлениями на конце.

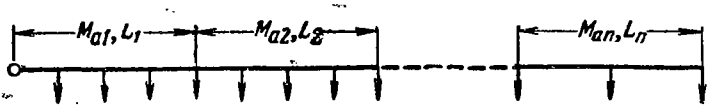


Рис. 5-5. Схема магистрали, выполненной из нескольких участков различного сечения.

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

$$F_1 = \alpha_1 \frac{M_{a1}}{\Delta U_a} \frac{\sum_1^n \sqrt{M_a L}}{M_{a1} L_1}, \qquad (5\text{-}19)$$

где α_1 — коэффициент, определяемый по табл. 5-9;

M_{a1} — значения 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 (большего или меньшего) стандартного сечения.

Сечение проводов второго участка определяется по формуле

$$F_2 = \alpha_1 \frac{M_{a2}}{\Delta U_a - \Delta U_{a1}} \frac{\sum_2^n \sqrt{M_a L}}{M_{a2} L_2}, \qquad (5\text{-}20)$$

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 примера 5-2.

Р е ш е н и е. По данным примера (5-2) имеем:

$$\Delta U = 6{,}5\%;\ \Delta U_a = 4{,}4\%;\ \alpha_1 = 87{,}5\ \ом \cdot мм^2/м \cdot кв^2;$$

$$M_{a0} = M_{AБ} = 1{,}97\ Мвт \cdot км\ \ L_0 = 2\ км;$$

$$M_{a1} = M_{aБВ} = 0{,}765\ Мвт \cdot км\ \ L_1 = 9\ км;$$

$$M_{a2} = M_{aБГ} = 1{,}08\ Мвт \cdot км\ \ L_2 = 4\ км;$$

$$M_{a3} = M_{aБД} = 0{,}92\ Мвт \cdot км\ \ L_3 = 6\ км,$$

откуда определяем сечение магистали *АБ* по (5-18):

$$F_0 = 87{,}5 \frac{1{,}97}{4{,}4} \left(1 + \sqrt{\frac{0{,}765 \cdot 9 + 1{,}08 \cdot 4 + 0{,}92 \cdot 6}{1{,}97 \cdot 2}}\right) =$$

$$= 119\ мм^2\ (120\ мм^2).$$

Дальнейший расчет производим по данным табл. 5-22.

Потеря напряжения в магистрали

$$\Delta U_{AБ} = \Delta U_0 = 1{,}39 \cdot 1{,}97 = 2{,}74\%.$$

Потеря напряжения, допустимая при расчете ответвлений:

$$\Delta U_Б = 6{,}5 - 2{,}74 = 3{,}76\%.$$

Расчет ответвлений:

ответвление *БВ*

$$\Delta U_{тб} \leqslant \frac{3{,}76}{0{,}765} = 4{,}92\%\ \text{(провод А25)};$$

ответвление *БГ*

$$\Delta U_{\text{тб}} \leqslant \frac{3{,}76}{1{,}08} = 3{,}48\% \text{ (провод А35);}$$

ответвление *БД*

$$\Delta U_{\text{тб}} \leqslant \frac{3{,}76}{0{,}92} = 4{,}1\% \text{ (провод (А35).}$$

Вес проводов линии по расчету примера 5-2 (см. табл. 2-2):

$$G_1 = 3(191 \cdot 2 + 95 \cdot 9 + 136 \cdot 4 + 136 \cdot 6) = 7\,791 \quad кг.$$

Вес проводов по расчету на минимум металла:

$$G_2 = 3(322 \cdot 2 + 68 \cdot 9 + 95 \cdot 4 + 95 \cdot 6) = 6\,618 \quad кг.$$

Экономия в весе проводов при расчете на минимум металла:

$$7\,791 - 6\,618 = 1\,173 \quad кг \text{ (или } 15\%).$$

5-7. РАСЧЕТ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ И УСЛОВИЮ ПОСТОЯННОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА

Сечения проводов отдельных участков сети при расчете на потерю напряжения по условию постоянной плотности тока определяются по формулам

$$F_1 = \frac{I_1}{j}; \quad F_2 = \frac{I_2}{j}, \tag{5-21}$$

где I_1, I_2 — токи участков линии, *а*;

величина j — плотность тока, постоянная для всех участков линии, равна:

$$j = \frac{\gamma \Delta U_a}{\sqrt{3} \Sigma l \cos\varphi}. \tag{5-22}$$

В последнем выражении:

γ — удельная проводимость провода, *м/ом · мм²*;

ΔU_a — допустимая потеря напряжения в линии с активными нагрузками.

При расчете линии с учетом индуктивности ΔU_a определяется по формуле (5-10).

$\Sigma l \cos\varphi$ — 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:

$$j = \frac{\gamma \Delta U_a}{\sqrt{3} L \cos\varphi}, \tag{5-23}$$

где L — общая длина, равная длине магистрали и наибольшей длине ответвления, *м*.

Подсчитанные по (5-20) сечения проводов округляются до ближайшего номинального сечения, после чего производится поверочный расчет линии на величину потери напряжения.

5-8. ВЫБОР ОТВЕТВЛЕНИЯ ОБМОТКИ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ПОНИЖАЮЩЕГО ТРАНСФОРМАТОРА

Понижающие трансформаторы с напряжением первичной обмотки 6—10 *кв* имеют три ответвления: +5%, основное (0) и —5%. Каждому ответвлению соответствует определенное значение добавки, величина которой определяется из табл. 5-29.

Таблица 5-29

Значения добавок понижающих трансформаторов с напряжением первичной обмотки 6—10 *кв*, %

Ответвление трансформатора	Значение добавок при напряжении холостого хода трансформатора		Приближенное значение добавки
	230 *в*	400 *в*	
+5	—0,43	0,25	0
Основное 0	4,54	5,26	5
—5	10,05	10,80	10

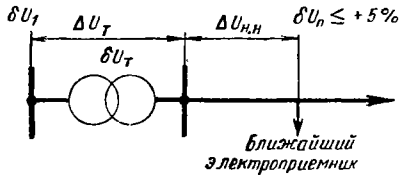


Рис. 5-6. Схема к выбору ответвления обмотки трансформатора.

Для выбора требуемого ответвления обмотки трансформатора определяют расчетную величину добавки трансформатора из следующих двух приближенных соотношений:

для режима наибольшей нагрузки

$$\delta U''_{т} \leqslant 5 + \Delta U''_{т} + \Delta U''_{н.н} - \delta U''_{1}; \qquad (5\text{-}24)$$

для режима наименьшей нагрузки

$$\delta U'_{т} \leqslant 5 + \Delta U'_{т} + \Delta U'_{н.н} - \delta U'_{1}, \qquad (5\text{-}25)$$

где (см. рис. 5-6):

$\Delta U''_{т}$ — потеря напряжения в понижающем трансформаторе для режима наибольшей нагрузки, %;

$\Delta U''_{н.н}$ — потеря напряжения в сети низкого напряжения от шин трансформаторного пункта до зажимов ближайшего электроприемника для режима наибольшей нагрузки, %;

$\delta U''_{1}$ — отклонение напряжения на первичной стороне трансформатора для режима наибольшей нагрузки, %;

$\Delta U'_{т}$, $\Delta U'_{н.н}$ и $\delta U'_{1}$ — те же величины, но для режима наименьшей нагрузки, %.

Ответвление принимают по табл. 5-29 для ближайшего меньшего значения добавки по сравнению с меньшей из вычисленных по (5-24) и (5-25).

Выбранное таким образом ответвление обеспечивает выполнение требования ПУЭ о максимально допустимой величине положительного отклонения напряжения на зажимах ближайшего к источнику питания электроприемника: $\delta U_{п}=5\%$.

Величины $\delta U''_{1}$ и $\delta U'_{1}$ определяются из расчета сети высокого напряжения. Величины $\Delta U''_{н.н}$ и $\Delta U'_{н.н}$ вычисляются по формулам расчета сети низкого напряжения на потерю напряжения. Во многих случаях, когда в сети низкого напряжения имеет место присоединение электроприемников в непосредственной близости к трансформаторной подстанции (ТП), величины $\Delta U''_{н.н}$ и $\Delta U'_{н.н}$ могут быть практически приравнены нулю.

Величина потери напряжения в трансформаторе определяется из формулы

$$\Delta U_{т}=\beta\Delta U_{н.т}, \tag{5-26}$$

где $\Delta U_{н.т}$ — потеря напряжения в трансформаторе при номинальной нагрузке, % (в зависимости от коэффициента мощности эта величина определяется по табл. 5-30);

β — отношение фактической нагрузки трансформатора к номинальной;

$$\beta=\frac{S}{S_{н}}, \tag{5-27}$$

где $S_{н}$ — номинальная мощность трансформатора, *ква*;

S — фактическая нагрузка трансформатора, *ква*.

Если фактическая нагрузка трансформатора задана активной мощностью P (*квт*), то величина S вычисляется из соотношения

$$S=\frac{P}{\cos\varphi}, \tag{5-28}$$

где $\cos\varphi$ — коэффициент мощности нагрузки трансформатора.

В табл. 5-31 приведены технические данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов с напряжением первичной обмотки до 10 *кв*.

Разрабатывается новая серия трансформаторов, которые будут иметь по пяти ответвлений первичной обмотки: +5%; +2,5%; 0; —2,5%; —5%.

Пример 5-7. По линии напряжением 6 *кв* получают питание три ТП с трансформаторами 180, 320 и 100 *ква*. Номинальное напряжение вторичной сети 380/220 *в*. На рис. 5-7 представлена расчетная схема сети с указанием отклонения напряжения на первичных зажимах трансформаторов: для режима наибольшей нагрузки в числителях дробей и для режима наименьшей нагрузки — в знаменателях. Значение коэффициента β для режима наибольшей нагрузки $\beta''=0{,}85$ и для режима наименьшей нагрузки $\beta'=0{,}25$.

Таблица 5-30

Потери напряжения (%) в понижающих трансформаторах 6—10 *кв* при их номинальной нагрузке и при напряжении короткого замыкания $\Delta U = 5{,}5\%$

Номинальная мощность трансформатора, *ква*	Верхний предел номинального напряжения обмотки высшего напряжения, *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
10	6	5,46	5,41	5,31	5,17	5,05	4,95	4,83	4,68	4,49	4,22	3,45
20	6—10	5,40	5,31	5,18	5,01	4,87	4,75	4,61	4,45	4,24	3,93	3,11
50	6—10	5,31	5,20	5,04	4,83	4,67	4,54	4,39	4,20	3,97	3,64	2,77
100	6—10	5,23	5,10	4,92	4,69	4,52	4,38	4,21	4,02	3,77	3,43	2,52
180	6	5,17	5,02	4,83	4,59	4,41	4,26	4,09	3,88	3,63	3,28	2,35
180	10	5,19	5,05	4,86	4,62	4,44	4,29	4,13	3,93	3,68	3,33	2,40
320	6	5,04	4,87	4,66	4,39	4,20	4,03	3,85	3,63	3,36	3,00	2,03
320	10	5,06	4,89	4,68	4,42	4,23	4,06	3,88	3,66	3,40	3,03	2,07
560	6—10	4,95	4,77	4,54	4,25	4,05	3,87	3,68	3,46	3,18	2,80	1,82
750	10	4,90	4,72	4,48	4,19	4,00	3,81	3,61	3,38	3,10	2,72	1,73
1 000	10	4,86	4,67	4,43	4,13	3,90	3,74	3,55	3,31	3,03	2,64	1,64

Характеристики трехфазных двухобмоточных трансформаторов напряжением до 10 *кв*

Номинальная мощность, *ква*	Верхний предел номинальных напряжений обмоток, *кв*		Потери, *квт*		Изменение напряжения при номинальной нагрузке и $\cos\varphi = 1$, U_a, %	Изменение напряжения при номинальной нагрузке и $\cos\varphi = 0$, U_r, %	Напряжение короткого замыкания в процентах номинального напряжения $U_к$, %	Ток холостого хода в процентах номинального тока
	высшего напряжения	низшего напряжения	холостого хода при номинальном напряжении, ΔP_c	короткого замыкания при нормальной нагрузке, $\Delta P_{м.н}$				
1. Трансформаторы серии ТМ и ТД								
5	6,3	0,400	0,06	0,185	3,8	3,98	5,5	10
10	6,3	0,400	0,105	0,335	3,45	4,28	5,5	10
10	10	0,400	0,14	0,335	3,45	4,28	5,5	10
20	6,3	0,400	0,18	0,6	3,1	4,54	5,5	9
20	10	0,400	0,22	0,6	3,1	4,54	5,5	10
30	6,3	0,400	0,25	0,85	2,95	4,64	5,5	8
30	10	0,400	0,3	0,85	2,95	4,64	5,5	9
50	6,3	0,525	0,35	1,325	2,75	4,76	5,5	7
50	10	0,400	0,44	1,325	2,75	4,76	5,5	8
100	6,3	0,525	0,6	2,4	2,5	4,90	5,5	6,5
100	10	0,525	0,73	2,4	2,5	4,90	5,5	7,5
180	6,3	0,525	1,0	4,0	2,35	4,97	5,5	6
180	10	0,525	1,2	4,1	2,4	4,95	5,5	7
180	10	3,15	1,5	4,1	2,4	4,95	5,5	8
320	6,3	0,525	1,6	6,07	2,05	5,10	5,5	6
320	10	0,525	1,9	6,2	2,05	5,10	5,5	7
320	10	3,15	2,3	6,2	2,05	5,10	5,5	7,5
560	10	0,525	2,5	9,4	1,8	5,20	5,5	6
560	10	6,3	3,35	9,4	1,8	5,20	5,5	6,5
750	10	0,525	4,1	11,9	1,73	5,22	5,5	6
1 000	10	6,3	4,9	15,0	1,64	5,25	5,5	5
1 800	10	6,3	8,0	24,0	1,47	5,30	5,5	4,5
3 200	10	6,3	11,0	37,0	1,3	5,34	5,5	4
5 600	10	6,3	18,0	56,0	1,11	5,39	5,5	4
Трансформаторы серий ТСМ								
20	6,3—10	0,400	0,155	0,515	2,64	3,64	4,5	9,5
35	6,3—10	0,400	0,23	0,83	2,45	3,77	4,5	8,5
60	6,3—10	0,525	0,35	1,3	2,24	3,90	4,5	7,5
100	6,3—10	0,525	0,5	2,07	2,15	3,95	4,5	6,5
180	6,3—10	0,525	0,8	3,2	1,87	4,09	4,5	6
320	6,3—10	0,525	1,35	4,85	1,6	4,20	4,5	5,5
560	6,3—10	0,525	2,0	7,2	1,38	4,28	4,5	5

Номинальная мощность, *квт*	Верхний предел номинальных напряжений обмоток, *кв*		Потери, *квт*		Изменение напряжения при номинальной нагрузке и $\cos\varphi = 1$, U_a, %	Изменения напряжения при номинальной нагрузке и $\cos\varphi = 0$, U_r, %	Напряжение короткого замыкания в процентах номинального напряжения $U_к$, %	Ток холостого хода в процентах номинального тока
	высшего напряжения	низшего напряжения	холостого хода при номинальном напряжении ΔP_c	короткого замыкания при номинальной нагрузке, $\Delta P_{м.н}$				

Сухие трансформаторы серии ТС

180	10,5	0,525	1,6	3,0	1,8	5,20	5,5	4,0
320	10,5	0,525	2,6	4,9	1,67	5,24	5,5	3,5
560	10,5	0,525	3,5	7,4	1,46	5,30	5,5	3,0
750	10,5	0,525	4,0	8,8	1,32	5,34	5,5	2,5

2. Трансформаторы с алюминиевыми обмотками

Трансформаторы серии ТАМ

560	10	0,525	2,9	9	1,8	—	5,5	6
750	10	0,525	4,1	11,9	1,73	—	5,5	6
1 000	10	6,3	4,9	15	1,64	—	5,5	5

Трансформаторы серии ТМА

20	10		0,2	0,6	—	—	5,5	9,5
35	10		0,3	0,975	—	—	5,5	8,5
60	10		0,45	1,55	—	—	5,5	7,5
100	10		0,65	2,4	—	—	5,5	7,0
180	10		1,1	4	—	—	5,5	6,5
320	10		1,7	6,1	—	—	5,5	6,5
560	10		2,5	9,4	—	—	5,5	6,0

Трансформаторы серии ТСМА

20	10	0,4	0,175	0,515	2,64	—	4,5	9,5
35	10	0,4	0,26	0,83	2,45	—	4,5	8,5
60	10	0,525	0,4	1,3	2,24	—	4,5	7,5
100	10	0,525	0,575	2,07	2,15	—	4,5	6,5
180	10	0,525	1,0	3,2	1,87	—	4,5	6,0
320	10	0,525	1,6	4,85	1,6	—	4,5	5,5
560	10	0,525	2,5	7,2	1,38	—	4,5	5,0

Коэффициент мощности нагрузки трансформатора $\cos\varphi=0{,}9$. Величины потерь напряжения в сети низкого напряжения до зажимов ближайших электроприемников $\Delta U''_{н.н}=\Delta U'_{н.н}=0$.

Произвести выбор ответвлений обмоток трансформаторов.

Решение. Определяем расчетное значение добавки трансформатора для режимов наибольшей и наименьшей нагрузок. Потеря напряжения в трансформаторе мощностью 180 *ква* при $\cos\varphi=0{,}9$ и

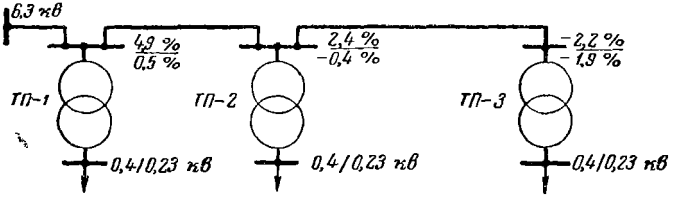


Рис. 5-7. Схема линии к примеру 5-7.

$U_н=6$ *кв* для номинальной нагрузки в табл. 5-30 равна $\Delta U_{н.т}=4{,}26\%$.

Потери напряжения в трансформаторе для фактических наибольшей и наименьшей нагрузок находим по (5-26):

$$\Delta U''_т=0{,}85\cdot 4{,}26=3{,}62\%,$$

$$\Delta U'_т=0{,}25\cdot 4{,}26=1{,}06\%.$$

Из (5-24) и (5-25) находим расчетные значения добавки трансформатора:

$$\delta U''_т=5+3{,}62+0-4{,}9=3{,}72\%;$$

$$\delta U'_т=5+1{,}06+0-0{,}5=5{,}56\%.$$

По табл. 5-29 выбираем для трансформатора *1* ответвление $+5\%$, для которого приближенное значение добавки $\delta U_т=0<3{,}72\%$.

Аналогично находим расчетные значения добавок для режимов наибольшей и наименьшей нагрузок для трансформатора *2*:

$$\delta U''_т=6{,}03\%;$$

$$\delta U'_т=6{,}41\%;$$

и для трансформатора *3*

$$\delta U''_т=10{,}92\%;$$

$$\delta U'_т=7{,}99\%.$$

В обоих случаях следует принять основное ответвление (0), для которого приближенное значение добавки $\delta U_т=5\%$.

РАЗДЕЛ ШЕСТОЙ

ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ И ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ТОКУ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Проводники и токопроводы в электрических сетях выше 1 000 *в*, как правило, подлежат проверке на условия нагревания током короткого замыкания.

В электрических сетях до 1 000 *в* на термическую устойчивость проверяются только токопроводы.

Повышение температуры жил изолированных проводов и кабелей в результате протекания тока короткого замыкания ведет к химическому разложению изоляции и резкому снижению ее электрической и механической прочности, а следовательно, и возможности аварии.

Поэтому установлены определенные максимально допустимые пределы температуры в режиме короткого замыкания, указанные в табл. 6-1.

Проверка кабелей на нагревание от токов короткого замыкания должна производиться:

1) для одиночных кабелей небольшой протяженности, исходя из коротких замыканий в начале кабеля;

2) для одиночных кабелей, имеющих соединительные муфты, исходя из короткого замыкания в начале каждого участка с тем, чтобы иметь возможность ступенями уменьшать сечение кабеля по его длине;

3) для двух и более параллельно включенных кабелей, исходя из короткого замыкания непосредственно за пучком (по сквозному току).

Допускается не проверять проводники по режиму короткого замыкания в случае 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 короткого замыкания при одновременном соблюдении следующих условий:

1. В электрической или технологической части предусмотрено резервирование, гарантирующее от расстройства производственного процесса;

2. Повреждение проводников при коротком замыкании не может вызвать взрыва;

3. Возможна замена проводников без значительных затруднений.

Для линий к индивидуальным электроприемникам или небольшим распределительным пунктам неответственного назначения допускается не производить проверку проводников на термическую устойчивость при коротком замыкании, если обеспечивается только одно условие 2 (отсутствие опасности взрыва).

Провода воздушных линий до 10 *кв* не проверяются по току короткого замыкания.

Таблица 6-1

Допустимые температуры нагревания проводников и шин при коротком замыкании

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	98 / 145
Кабели и изолированные провода с полихлорвиниловой или резиновой изоляцией с медными и алюминиевыми жилами	150	83 / 122
Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией с медными и алюминиевыми жилами	120	70 / 104
Медные голые провода при тяжениях менее 2 *кГ/мм²*	250	165
То же, при тяжениях более 2 *кГ/мм²*	200	145
Алюминиевые голые провода при тяжениях менее 1 *кГ/мм²*	200	98
То же, при тяжениях более 1 *кГ/мм²*	160	85
Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов	200	98

Примечания: 1. Значения величин С определены при средних рабочих температурах 75 °С для шин и 50 °С для проводов и кабелей.

2. В числителях дробей указаны значения величин С для алюминия, в знаменателях — для меди.

Допустимые величины тока короткого замыкания для кабелей определяются в зависимости от материала и сечения кабеля и длительности протекания тока короткого замыкания.

Термическое действие тока короткого замыкания в течение действительного времени ($t_д$) его прохождения характеризуется величиной фиктивного времени ($t_ф$) прохождения установившегося тока короткого замыкания с одинаковым по термическому действию эффектом.

Фиктивное время определяется (по кривым [Л. 13], стр. 92) в зависимости от отношения

$$\beta'' = \frac{I''}{I_\infty}, \qquad (6\text{-}1)$$

где I'' — действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент, *а*;

I_∞ — установившийся ток короткого замыкания (действующее значение), *а*.

Действительное время $t_д$ слагается 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 короткого замыкания.

При расчетах тока короткого замыкания 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 току короткого замыкания при заданной величине фиктивного времени $t_ф$ определяется из выражения

$$F = I_\infty \frac{\sqrt{t_ф}}{C}, \qquad (6\text{-}2)$$

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 короткого замыкания в килоамперах.

В дополнение к расчету на термическую устойчивость сечение шин токопроводов должно быть проверено также на механическую прочность при коротком замыкании (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 току короткого замыкания $I_\infty = 5$ *ка*, полагая, что затухание короткого замыкания 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 слагается из выдержки времени максимальной защиты линии и собственного времени масляного выключателя и реле, которые в сумме могут быть приняты в 0,25 *сек*.

Следовательно,

$$t_ф = t_д = 0{,}5 + 0{,}25 = 0{,}75 \text{ сек}.$$

Обращаясь к табл. 6-2 для времени 0,75 *сек*, определяем, что кабелю с алюминиевыми жилами сечением 3×50 *мм*² соответствует

Таблица 6-2

Допустимые величины тока короткого замыкания кабелей с бумажной изоляцией на напряжение 6—10 *кз* по условиям термической устойчивости, *ка*

$t_ф$	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	7,99	10,65	13,50	16,90	20,50
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	3,96	4,15	5,63	7,10	8,88	11,0

Таблица 6-3

Значения допустимого ударного тока короткого замыкания 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

допустимая величина тока короткого замыкания в 5,6 *ка*, т. е. при заданном значении I_∞ в 5 *ка* кабель окажется термически устойчивым.

То же самое можем получить непосредственно из (6-2):

$$F = 5 \cdot 1\,000 \frac{\sqrt{0{,}75}}{98} = 44 \text{ мм}^2.$$

Пример 6-2. Какую максимальную выдержку времени следует установить на масляном выключателе питающей линии, выполненной кабелем марки СБ сечением 3×70 при установившемся токе короткого 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 короткого замыкания, превышающее заданную величину. Имеем 11,7 *ка*. Это соответствует фиктивному времени в 0,75 *сек*. Следовательно, полагая, что собственное время выключателя мощности и реле, как и в первом примере, не будет превосходить 0,25 *сек*, убеждаемся, что максимальная выдержка времени защиты линии, для того чтобы кабель оставался устойчивым термическому действию тока короткого замыкания, не должна превышать 0,5 *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 коротком замыкании равно 0,6 *сек*. Величины токов при коротком замыкании в токопроводе составляют:

Периодическая составляющая мгновенного тока короткого замыкания, равная установившемуся току (затухание отсутствует), 12 *ка*.

Амплитуда мгновенного тока короткого замыкания 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 *ка*<22 *ка*.

Условию динамической устойчивости отвечает следующий тип токопровода ШРА 60-6 на номинальный ток 600 *а*, для которого величина допустимой амплитуды тока короткого замыкания составляет 25 *ка*: 25 *ка*>22 *ка*.

Проверяем токопровод типа ШРА 60-6 на термическую устойчивость по (6-2). По условию примера:

$$I_{\infty} = 12 \text{ ка} = 12\,000 \text{ а},$$

$$t_{\Phi} = t_{\text{д}} = 0{,}6 \text{ сек}.$$

(Фиктивное время принято равным действительному времени отключения короткого замыкания, так как затухание тока короткого замыкания отсутствует).

Величина постоянной С для алюминиевых шин определяется по табл. 6-1:

$$C = 90.$$

Минимальное сечение шин токопровода по условиям термической устойчивости при коротком замыкании получается равным:

$$F = 12\,000 \frac{\sqrt{0{,}6}}{90} = 103 \text{ мм}^2.$$

Выбранный тип токопровода удовлетворяет условию термической устойчивости, так как сечение шин для него составляет $60 \times 6 = 360$ *мм*^{2} > 103 *мм*^{2}.

РАЗДЕЛ СЕДЬМОЙ

ПРОВЕРКА УСЛОВИЯ СРАБАТЫВАНИЯ ЗАЩИТНОГО АППАРАТА ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 000 *в*

Сечения проводов электрических сетей до 1 000 *в* проверяются на условие срабатывания защитного аппарата при коротком замыкании в конце защищаемого участка линии по соотношению

$$\sum_{1}^{m} z_{\text{п}} l \leqslant \frac{U_{\text{н}}}{I_{\text{к}}} - Z_{\text{т}}, \qquad (7\text{-}1)$$

где $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение сети, *в*;

$I_{\text{к}}$ — расчетное минимальное значение тока короткого замыкания, *а*;

$Z_{\text{т}}$ — полное расчетное сопротивление понижающего трансформатора, *ом*;

$z_{\text{п}}$ — полное сопротивление петли проводов линии, *ом/км*;

l — длина участка линии с сопротивлением петли проводов $z_{\text{п}}$, *км*;

m — число участков линии с различными значениями сопротивлений $z_{\text{п}}$ от шин ТП до точки короткого замыкания.

Таблица 7-1

Значения допустимой минимальной кратности тока короткого замыкания по отношению к току защитного аппарата $K_{з1}$

Условия прокладки	Допустимая кратность тока короткого замыкания по отношению		
	к номинальному току плавкой вставки предохранителя	к току уставки срабатывания автоматического выключателя, имеющего только электромагнитный расцепитель (отсечку)	к номинальному току расцепителя автоматического выключателя с обратно-зависимой от тока характеристикой
Сеть проложена в невзрывоопасном помещении при условии выполнения требований § III-1-7 ПУЭ	3	$1{,}1K_р$	3
Сеть проложена в невзрывоопасном помещении при условии, что требования § III-1-7 ПУЭ не выполняются	5	1,5	—
Сеть проложена во взрывоопасном помещении	4	$1{,}1K_р$	6

Примечания: 1. $K_р$ — 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 значения коэффициента $K_р$ для автоматических выключателей на номинальный ток до 100 *а*, равным 1,4, и выше 100 *а* — равным 1,25.

3. При затруднении в выполнении требований, указанных в табл. 7-1, допускается применение быстродействующей защиты от замыкания на землю.

Таблица 7-2

Расчетные значения сопротивлений (*ом*) трансформаторов, изготовляемых по ГОСТ 401-41 со схемой соединений Y/Y_0-12, отнесенные к напряжению 400 *в*

Мощность трансформатора, *ква*	Расчетное сопротивление трансформатора, *ом*	
	при однофазном коротком замыкании	при двухфазном коротком замыкании
20	0,97	0,88
30	0,72	0,59
50	0,51	0,35

Продолжение табл. 7-2

Мощность трансформатора, *ква*	Расчетное сопротивление трансформатора, *ом*	
	при однофазном коротком замыкании	при двухфазном коротком замыкании
100	0,17	0,18
180	0,12	0,097
320	0,08	0,055
560	0,05	0,027

Примечание. Расчетные сопротивления в табл. 7-2 приведены к 400 *в*. Для понижающих трансформаторов с напряжением вторичных обмоток 230/133 *в* значения расчетных сопротивлений в 3 раза меньше указанных в табл. 7-1.

В четырехпроводной сети с глухим заземлением нейтрали расчет производится для случая однофазного короткого замыкания, и в (7-1) подставляется значение фазного напряжения сети и величина полного сопротивления петли проводов фаза—нуль.

В электросети с изолированной нейтралью расчет производится для случая двухфазного короткого замыкания, и в (7-1) подставляется значение междуфазного напряжения сети и величина полного сопротивления петли проводов фаза—фаза.

Расчетное минимальное значение тока короткого замыкания принимается равным:

$$I_к = K_{з1} I_з, \tag{7-2}$$

где $K_{з1}$ — допустимая кратность минимального тока короткого замыкания по отношению к номинальному току плавкой вставки предохранителя или току срабатывания или номинальному току максимального расцепителя автомата ($I_з$).

Величина $K_{з1}$ определяется по табл. (7-1) в зависимости от условий прокладки.

Значения расчетных сопротивлений понижающих трансформаторов для случая однофазного и двухфазного коротких замыканий приведены в табл. 7-2.

При мощности трансформатора более 560 *ква* при проверке на условие срабатывания защитного аппарата при коротком замыкании можно пользоваться приближенной формулой

$$\sum_{1}^{m} z_п l \leqslant \frac{U_н}{I_к}, \tag{7-3}$$

пренебрегая сопротивлением обмоток трансформатора.

Полное сопротивление петли проводов или жил кабеля 1 *км* линии определяется по формуле

$$z_п = \sqrt{r_п + x_п}, \tag{7-4}$$

где $r_п$ — активное сопротивление прямого ($r_{п.п}$) и обратного ($r_{п.о}$) проводов, *ом/км*,

$$r_п = r_{п.п} + r_{п.о}, \tag{7-5}$$

$x_п$ — индуктивное сопротивление петли проводов или жил кабеля, *ом/км*.

Активные сопротивления проводов из цветных металлов определяются из (5-1), (5-2) или из табл. 5-1. Средние значения индуктивных сопротивлений петель проводов или жил кабелей из цветных металлов даны в табл. 7-3.

Таблица 7-3

Средние значения индуктивных сопротивлений петли прямого и обратного проводов или жил кабеля, выполненных 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

Для стальных проводов индуктивное сопротивление петли проводов определяется по формуле

$$x_п = x'_п + x''_{п.п} + x''_{п.о}, \qquad (7\text{-}6)$$

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*.

Активные и внутренние сопротивления стальных проводов определяются из табл. 5-4 в зависимости от величины расчетного минимального тока короткого замыкания $I_к$.

Значения полных сопротивлений петель для проводов и жил кабелей из цветных металлов на 1 *км* линии даны в табл. 7-4 и для стальных многопроволочных проводов — в табл. 7-5.

В табл. 7-6 приведены сопротивления петли «фаза—нуль» для алюминиевых трехжильных кабелей в алюминиевой оболочке при использовании последней в качестве нулевого провода.

Использование свинцовых оболочек кабелей в качестве заземляющих (нулевых) жил не допускается.

В табл. 7-7 указаны сопротивления петли: фаза трехжильного кабеля, стальная полоса для небронированных кабелей.

В электроустановках с глухозаземленной 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 отдельные электроприемники. Во всех случаях сечения заземляющих проводников должны быть не ниже минимально допустимых, приведенных в табл. 7-8.

Сопротивления петли прямого и обратного проводов или жил кабеля линии, *ом/км*

Сечение провода, *мм²*		Кабель и провода в трубах		Провода на роликах и изоляторах		Провода воздушных линий	
прямого	обратного	медные	алюминиевые	медные	алюминиевые	медные	алюминиевые
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	2,94	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	—	—	—	0,898
150	150	0,285	0,446	—	—	—	0,732

Таблица 7-5

Сопротивления петли прямого и обратного проводов воздушных линий низкого напряжения со стальными многопроволочными проводами, *ом/км*

Марка проводов		Номинальный ток плавкой вставки, *а*							
прямого	обратного	6	10	15	20	30	40	50	60
		Ток срабатывания автоматического выключателя, *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

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.

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.

Проверить действие защитных аппаратов при однофазном коротком замыкании в наиболее удаленных точках линии при условии выполнения требований § III-1-7 ПУЭ для следующих вариантов:

1. Линия защищена предохранителями с плавкими вставками на номинальный ток 80 *а*;

Таблица 7-6

Сопротивление петли „фаза—нуль“ трехжильных алюминиевых кабелей при использовании их алюминиевых оболочек в качестве нулевого провода, *ом/км*

Сечение жилы кабеля, *мм²*	16	25	35	50	70	95	120
Сопротивление петли фаза—нуль*	2,58	1,84	1,39	1,03	0,805	0,635	0,543

2. Линия защищена автоматическим выключателем типа А 3124 с комбинированными расцепителями на номинальный ток 80 *а*;

3. Линия защищена автоматическим выключателем типа А 3124 с электромагнитными расцепителями с уставкой тока срабатывания 600 *а*.

Р е ш е н и е. Условие срабатывания аппаратов защиты проверяем по приближенному соотношению (7-3). Определяем сопротив-

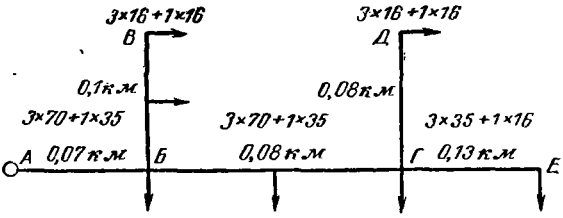


Рис. 7-1. Схема линии к примеру 7-1.

ление петли фазного и нулевого проводов линии при однофазном коротком замыкании в такой точке, для которой значение сопротивления будет наибольшим. По таблице 7-4 находим значение удельных сопротивлений петли «фаза—нуль» для сечений участков линии:

$$3\times70+1\times35 \quad z_п=1{,}53 \ ом/км;$$

$$3\times35+1\times16 \quad z_п=3{,}0 \ ом/км;$$

$$3\times16+1\times16 \quad z_п=4{,}03 \ ом/км.$$

Определяем, какая из точек — *Д* или *Е* является расчетной. Сопротивление петли между точками *Г* и *Д*

$$4{,}03\times0{,}08=0{,}323 \ ом$$

и сопротивление петли между точками *Г* и *Е*

$$3\times0{,}13=0{,}39 \ ом.$$

Расчетной оказывается точка *Е*. Полное сопротивление петли «фаза — нуль» между точками *А* и *Е* составляет:

$$\sum_1^m z_п l = 1{,}53\,(0{,}07+0{,}08)+0{,}39=0{,}62 \ ом.$$

Номинальное фазное напряжение

$$U_н=220 \ в.$$

Определяем выполнение условия (7-3).

Сечение кабеля, *мм*²	Размер стальной полосы, *мм*	20×4		40×4		50×4
	Ток отключения максимального расцепителя автомата, *а*	150	1 400	200	1 400	250
	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, *а*	60	600	80	600	100
	Материал жил кабеля					Полное
3×4	Медь	9,59	8,42	7,82	7,45	7,40
	Алюминий	13,52	12,35	11,79	11,42	11,37
3×6	Медь	7,76	6,59	5,97	6,60	5,54
	Алюминий	10,34	9,17	8,59	8,22	8,17
3×10	Медь	6,36	5,19	4,55	4,18	4,11
	Алюминий	7,86	6,69	6,07	5,7	5,63
	Ток отключения максимального расцепителя автомата, *а*	150	1 400	200	1 400	300
	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, *а*	60	600	80	600	100
	Материал жил кабеля					Полное
3×16	Медь	5,6	4,43	3,78	3,41	3,32
	Алюминий	6,49	5,32	4,68	4,31	4,24
3×25	Медь	5,14	3,97	3,31	2,94	2,86
	Алюминий	5,70	4,53	3,88	3,51	3,43
3×35	Медь	4,91	3,74	3,09	2,71	2,64
	Алюминий	5,30	4,13	3,48	3,11	3,03
3×50	Медь	4,75	3,58	2,92	2,55	2,47
	Алюминий	5,02	3,85	3,19	2,72	2,74
	Ток отключения максимального расцепителя автомата, *а*	150	1 500	200	1 400	250
	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, *а*	60	600	80	600	100
	Материал жил кабеля					Полное
3×70	Медь	4,64	3,47	2,81	2,44	2,37
	Алюминий	4,83	3,66	3,0	2,63	2,55
3×95	Медь	4,57	3,40	2,73	2,36	2,29
	Алюминий	4,70	3,53	2,87	2,50	2,42
3×120	Медь	4,51	3,34	2,69	2,32	2,24
	Алюминий	4,62	3,45	2,8	2,43	2,35
3×150	Медь	4,47	3,30	2,65	2,28	2,21
	Алюминий	4,56	3,39	2,74	2,37	2,29
3×185	Медь	4,44	3,27	2,63	2,26	2,18
	Алюминий	4,52	3,35	2,7	2,33	2,25

ного кабеля—стальная полоса, *ом/км*

50×4	60×4		80×4		100×4, 100×5, 100×6, 100×8	
1 400	300	1 400	400	1 400	500	1 400
600	120	600	150	600	200	600
сопротивление петли, *ом/км*						
7,17	7,14	6,92	6,82	6,59	6,56	6,45
11,14	11,13	10,91	10,81	10,58	10,56	10,45
5,31	5,27	5,05	4,95	4,72	4,68	4,57
7,94	7,92	7,7	7,61	7,38	7,34	7,23
3,98	3,83	3,61	3,5	3,27	3,22	3,1
5,4	5,37	5,15	5,05	4,82	4,77	4,66
1 400	300	1 400	400	1 400	500	1 400
600	120	600	150	600	200	600
сопротивление петли, *ом/км*						
3,09	3,04	2,82	2,71	2,48	2,42	2,31
3,01	3,96	3,74	3,64	3,41	3,36	3,25
2,63	2,57	2,35	2,24	2,01	1,95	1,84
3,2	3,15	2,93	2,82	2,59	2,53	2,42
2,4	2,35	2,13	2,01	1,78	1,73	1,62
2,8	2,74	2,52	2,41	2,18	2,12	2,01
2,24	2,19	1,97	1,86	1,63	1,57	1,46
2,5	2,45	2,23	2,12	1,89	1,83	1,72
1 400	300	1 400	400	1 400	500	1 400
600	120	600	150	600	200	600
сопротивление петли, *ом/км*						
2,4	2,08	1,86	1,75	1,52	1,46	1,35
2,32	2,26	2,04	1,93	1,7	1,64	1,53
2,06	2,01	1,79	1,67	1,44	1,38	1,27
2,19	2,14	1,92	1,8	1,57	1,51	1,40
2,01	1,96	1,74	1,63	1,4	1,35	1,24
2,12	2,07	1,85	1,74	1,51	1,45	1,34
1,98	1,93	1,71	1,60	1,37	1,31	1,2
2,06	2,01	1,79	1,65	1,47	1,39	1,28
1,95	1,90	1,68	1,58	1,35	1,28	1,17
2,02	1,96	1,74	1,64	1,41	1,35	1,24

Таблица 7-8

Минимальные сечения медных и алюминиевых заземляющих проводников в электроустановках до 1 000 в

Наименование проводников	Сечения проводников, мм²	
	медных	алюминиевых
Голые проводники при открытой прокладке	4	6
Изолированные провода	1,5	2,5
Заземляющие жилы кабелей или многожильных проводов, находящиеся в общей защитной оболочке с фазными жилами	1	1,5

Вариант 1. Допустимая минимальная кратность тока короткого замыкания по отношению к номинальному току плавкой вставки предохранителя согласно табл. 7-1 равна:

$$K_{зI}=3.$$

Минимально допустимая величина тока короткого замыкания определяется по (7-2):

$$I_к=3\cdot 80=240\ а.$$

Отсюда

$$0{,}62\ ом<\frac{220}{240}=0{,}92\ ом.$$

Таким образом, надежное действие защищающих линию предохранителей обеспечивается.

Вариант 2. Допустимая кратность тока короткого замыкания по отношению к тепловому элементу комбинированного расцепителя, имеющему обратно-зависимую от тока характеристику, равна:

$$K_{зI}=3.$$

Минимально допустимая величина тока короткого замыкания:

$$I_к=3\times 80=240\ а.$$

Соотношение (7-3)

$$0{,}62\ ом<\frac{220}{240}=0{,}92\ ом.$$

выполняется, и требуемая ПУЭ степень надежности действия защитного аппарата обеспечивается.

Вариант 3. По данным завода, гарантируемая точность уставки для автоматических выключателей типа А 3124 составляет ±15%. Принимая в соответствии с указанием табл. 7-1 коэффициент запаса равным 1,1, получаем:

$$K_{зI}=1{,}1\cdot 1{,}15=1{,}27;$$

$$I_к=1{,}27\cdot 600=760\ а;$$

$$0{,}62\ ом>\frac{220}{760}=0{,}29\ ом.$$

Надежность действия автоматического выключателя при коротком замыкании в точке E не обеспечивается.

Пример 7-2. В системе с глухозаземленной нейтралью при напряжении 380/220 *в* линия защищается предохранителями с плавкими вставками на номинальный ток 100 *а*. Определить наибольшую длину линии, при которой будет обеспечиваться надежное перегорание предохранителей при однофазном коротком замыкании в конце линии для следующих вариантов выполнения линии:

1. Воздушная линия с алюминиевыми проводами сечением $3\times50+1\times25$ *мм*^{2}.

2. Трехжильный кабель с алюминиевыми жилами сечением 3×50 *мм*^{2} в алюминиевой оболочке, используемой в качестве заземляющего провода.

3. Трехжильный небронированный кабель с алюминиевыми жилами сечением 3×50 *мм*^{2} с заземляющей шиной в виде стальной полосы сечением 50×4 *мм*.

Решение. Определяем наибольшее допустимое сопротивление петли «фаза—нуль»:

$$K_{зi}=3;$$

$$I_к=3\times100=300\ а;$$

$$z_п l \leqslant \frac{220}{300}=0{,}733\ ом.$$

Определяем удельное сопротивление 1 *км* петли «фаза — нуль»:
для варианта 1 по табл. 7-4 $z_п=2{,}03$ *ом*,
для варианта 2 по табл. 7-6 $z_п=1{,}03$ *ом*,
для варианта 3 по табл. 7-7 $z_п=2{,}74$ *ом*.

Наибольшие допустимые длины линий находим при помощи соотношения (7-3)

Вариант 1:

$$l \leqslant \frac{0{,}733}{2{,}03}=0{,}36\ км.$$

Вариант 2:

$$l \leqslant \frac{0{,}733}{1{,}03}=0{,}71\ км.$$

Вариаит 3:

$$l \leqslant \frac{0{,}733}{2{,}74}=0{,}267\ км.$$

Наибольшая длина линии обеспечивается применением кабеля с использованием алюминиевой оболочки в качестве заземляющего (нулевого) провода.

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 ($a/мм^2$) определяется из табл. 8-1.

Таблица 8-1

Предельная экономическая плотность тока, $a/мм^2$

Наименование 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 и медными жилами	3,5	3,1	2,7

Сечение проводника по условию экономической плотности тока определяется по формуле:

$$F_э = \frac{I}{j_э}, \; мм^2. \qquad (8\text{-}1)$$

где I — расчетный ток линии, a;

$j_э$ — экономическая плотность тока, $a/мм^2$, принимаемая по табл. 8-1.

Расчетный ток линии принимается из условий нормальной работы, и при его определении 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 должна повышаться на 40%;

2. Для изолированных проводов сечением 16 $мм^2$ и менее экономические плотности тока увеличиваются на 40%;

3. Для линий с одинаковым сечением проводников по всей длине и с различными нагрузками на отдельных ее участках (рис. 8-1)

экономическая плотность тока для начального участка увеличивается по сравнению с величинами, указанными в табл. 8-1, в $K_у$ раз, при этом коэффициент увеличения определяется по формуле:

$$K_у = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 \ldots + I_m^2 l_m}}, \qquad (8\text{-}2)$$

где $I_1, I_2 \ldots I_m$ — токовые нагрузки отдельных участков линии;
$l_1, l_2 \ldots l_m$ — длины тех же участков линии;
L — полная длина линии.

4. При выборе сечений проводников для питания ряда однотипных взаимно резервирующих друг друга электроприемников (например, насосов водоснабжения, преобразовательных агрегатов

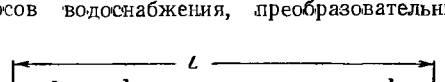


Рис. 8-1. Схема линии с различными токовыми нагрузками участков.

и т. д.) общим числом n, если известно, что все они одновременно не включаются и m из них поочередно находится в работе, экономическая плотность должна быть увеличена против норм табл. 8-1 умножением на коэффициент

$$K_{у1} = \sqrt{\frac{n}{m}}. \qquad (8\text{-}3)$$

Целесообразность увеличения числа линий или цепей сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения, а также замены существующих проводов на провода больших сечений при росте нагрузки в целях удовлетворения условий экономической плотности тока должна обосновываться только на основании технико-экономических расчетов, методика выполнения которых приведена ниже, 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 *ч*.

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 возможно поль-

зоваться приведенными в табл. 8-2 ориентировочными данными как по категории 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.

Таблица 8-2

Среднее число часов использования максимальной нагрузки для различных категорий потребителей и отраслей промышленности

Потребители	T, *ч*
По категориям потребителей	
Внутреннее освещение городов	1 500—2 500
Наружное » »	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
По отраслям промышленности	
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

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: $T=2\,500$ *ч*.

В графе табл. 8-3, соответствующей числу часов использования менее 3 000 *ч* для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами, определяем, что экономическая плотность тока будет обеспечена при кабеле сечением 3×35 *мм*^{2}.

Таблица 8-3

Экономические токи для неизолированных проводов и кабелей, *а*

Марка и сечение проводов и кабелей	Экономический ток (*а*) при числе часов использования 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

Продолжение табл. 8-3

Марка и сечение 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 и 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

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.

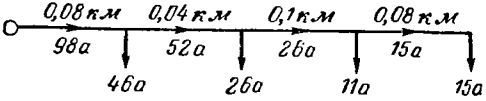


Рис. 8-2. Схема линии к примеру 8-2.

Требуется выбрать сечение проводов, соответствующее экономической плотности тока, при числе часов использования максимума менее 3 000 *ч*.

Решение. Определяем коэффициент увеличения экономической плотности тока для начального участка по (8-2):

$$K_у = \sqrt{\frac{98^2 \cdot (0{,}08 + 0{,}04 + 0{,}1 + 0{,}08)}{98^2 \cdot 0{,}08 + 52^2 \cdot 0{,}04 + 26^2 \cdot 0{,}1 + 15^2 \cdot 0{,}08}} = 1{,}72.$$

Экономическую плотность тока для линии с одинаковой нагрузкой по всей длине определяем из табл. 8-1 для алюминиевых голых проводов при числе часов использования максимума менее 3 000—1,3 *а/мм²*.

Для условий примера экономическая плотность тока с учетом распределения нагрузок вдоль линии получается равной:

$$j_э = 1{,}72 \times 1{,}3 = 2{,}24 \ а/мм^2.$$

Экономическое сечение линии определяем из (8-1):

$$F_э = \frac{98}{2{,}24} = 43{,}7 \ мм^2.$$

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 с алюминиевыми жилами на 6 *кв*, питающих электродвигатели насосов. Всего насосных агрегатов 3, из которых 2 являются рабочими и 1 резервным. Расчетный ток каждого кабеля — 65 *а*, и число часов использования максимума электродвигателей рабочих насосов — 4 000 *ч*.

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 $m=2$, и коэффициент увеличения получается равным:

$$K_{y1} = \sqrt{\frac{3}{2}} = 1{,}22.$$

Экономическая плотность тока с учетом режима работы насосных агрегатов составляет $j_э = 1{,}22 \cdot 1{,}4 = 1{,}72$.

Экономическое сечение провода

$$F_э = \frac{65}{1{,}72} = 37{,}8 \ мм^2.$$

Принимаем для кабелей ближайшее стандартное сечение 35 *мм²*.

РАЗДЕЛ ДЕВЯТЫЙ

ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Потери активной мощности в участке электрической сети, выполненной проводами одинакового сечения, определяются по формуле

$$\Delta P = \alpha_3 N r = \alpha_3 (N_a + N_r) r, \ квт. \qquad (9\text{-}1)$$

Потери реактивной мощности в участке электрической сети при одинаковом индуктивном сопротивлении линии определяются из формулы

$$\Delta Q = \alpha_3 N x = \alpha_3 (N_a + N_r) x, \ квар, \qquad (9\text{-}2)$$

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 квадрата полных нагрузок на длины участков сети с этими нагрузками;

r и x — активное и индуктивное сопротивления линии, *ом · км*;

α_3 — коэффициент, зависящий от системы тока и от принятых единиц измерения.

Значения входящих в (9-1) и (9-2) величин N_a, N_r и N, коэффициента α_3 и единицы их измерения приведены в табл. 9-1.

Таблица 9-1

Значения и единицы измерения величин, входящих в формулы 9-1 и 9-2

Система тока	Сумма произведений квадратов нагруаок на длины участков лнии						α_s	Единица измерения
	N_a	Единица измерения	N_r	Единица измерения	N	Единица измерения		
Трехфазный переменный	$\Sigma I_a^2 l$	$a^2 \cdot км$	$\Sigma I_r^2 l$	$a^2 \cdot км$	$\Sigma I^2 l$	$a^2 \cdot км$	$3 \cdot 10^{-3}$	—
	$\Sigma P^2 l$	$квт^2 \cdot км$	$\Sigma Q^2 l$	$квар^2 \cdot км$	$\Sigma S^2 l$	$ква^2 \cdot км$	$\frac{10^{-3}}{U_н^2}$	$кв^{-2}$
	$\Sigma P^2 l$	$Мвт^2 \cdot км$	$\Sigma Q^2 l$	$Мвар^2 \cdot км$	$\Sigma S^2 l$	$Мва^2 \cdot км$	$\frac{10^3}{U_н^2}$	$кв^{-2}$
Однофазный переменный	$\Sigma I_a^2 l$	$a^2 \cdot км$	$\Sigma I_r^2 l$	$a^2 \cdot км$	$\Sigma I^2 l$	$a^2 \cdot км$	$2 \cdot 10^{-3}$	—
	$\Sigma P^2 l$	$квт^2 \cdot км$	$\Sigma Q^2 l$	$квар^2 \cdot км$	$\Sigma S^2 l$	$ква^2 \cdot км$	$\frac{2 \cdot 10^{-3}}{U_н^2}$	$кв^{-2}$
Постоянный	$\Sigma I^2 l$	$a^2 \cdot км$	0	—	—	—	$2 \cdot 10^{-3}$	—
	$\Sigma P^2 l$	$квт^2 \cdot км$	0	—	—	—	$\frac{2 \cdot 10^{-3}}{U_н^2}$	$кв^{-2}$

Потери мощности в трансформаторе определяются по формулам:
потери активной мощности

$$\Delta P_т = \Delta P_с + \Delta P_{м.н}\beta^2, \ квт; \tag{9-3}$$

потери реактивной мощности

$$\Delta Q_т = \frac{S_н}{100}(I_{х.х} + U_r\beta^2), \ квар, \tag{9-4}$$

где $\Delta P_с$ — потери холостого хода трансформатора (потери в стали), *квт*;

$\Delta P_{м.н}$ — потери короткого замыкания трансформатора (потери в обмотках) при номинальной нагрузке, *квт*;

$I_{х.х}$ — ток холостого хода трансформатора, %;

U_r — реактивное падение напряжения в трансформаторе, %;

$S_н$ — номинальная мощность трансформатора, *ква*;

β — коэффициент загрузки трансформатора, равный

$$\beta = \frac{S}{S_н}, \tag{9-5}$$

где S — фактическая нагрузка трансформатора, *ква*.

Величины $\Delta P_с$, $\Delta P_{м.н}$, $I_{х.х}$ и U_r для понижающих трансформаторов приведены в табл. 5-31.

Формула (9-4) для определения потерь реактивной мощности в трансформаторе может быть представлена в виде

$$\Delta Q_т = \Delta Q_{х.х} + \Delta Q_н\beta^2, \ квар, \tag{9-6}$$

где $\Delta Q_{х.х}$ — потери реактивной мощности в трансформаторе при холостом ходе (потери на намагничивание), *квар*:

$$\Delta Q_{х.х} = \frac{S_н I_{х.х}}{100}, \ квар;$$

$\Delta Q_н$ — потери реактивной мощности рассеяния в трансформаторе при номинальной нагрузке, *квар*:

$$\Delta Q_н = \frac{S_н U_r}{100}, \ квар.$$

Потери активной и реактивной мощности для трансформаторов с высшим напряжением 6 и 10 *кв* приведены в табл. 9-2.

Потери активной электроэнергии в сети определяются из формулы

$$\Delta A = \Delta P_б \tau, \ квт \cdot ч, \tag{9-7}$$

где $\Delta P_б$ — наибольшие потери мощности в сети, *квт*;

τ — число часов максимальных потерь, определенное в зависимости от годового графика нагрузки.

Таблица 9-2

Потери активной и реактивной мощности в понижающих трехфазных трансформаторах с высшим напряжением 6 и 10 *кв*

Номинальная мощность трансформатора, *ква*	Номинальное высшее напряжение, *кв*	Потери холостого хода		Нагрузочные потери при номинальной нагрузке трансформатора ($\beta=1$)	
		активные, *квт*	реактивные, *квар*	активные, *квт*	реактивные, *квар*
100	6	0,6	6,46	2,4	4,95
	10	0,73	7,46	2,4	4,95
180	6	1,0	10,75	4,0	9,1
	10	1,2	12,54	4,1	9,0
320	6	1,6	19,13	6,07	16,5
	10	1,9	22,32	6,2	16,5
560	6—10	2,5	33,57	9,4	29,3
750	6—10	4,1	42,51	11,9	39,6
1 000	6—10	4,9	49,76	15,0	53,0
1 800	6—10	8,0	80,6	24,0	96,3
3 200	6	11,0	127,5	37,0	172
	10	11,5	143,5	37,0	221
5 600	6—10	18,0	244,6	56,0	304

Таблица 9-3

Число часов использования максимума T	1 000	2 000	3 000	3 500	4 000	4 500	5 000
Число часов максимальных потерь τ	440	920	1 600	2 000	2 400	2 900	3 400
Число часов использования максимума T	5 500	6 000	6 500	7 000	7 500	8 000	8 760
Число часов максимальных потерь τ	4 000	4 600	5 200	6 000	6 700	7 500	8 760

Потери активной электроэнергии в трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta A = \Delta P_{\text{с}} t_{\text{т}} + \Delta P_{\text{м.н}} \beta^2 \tau, \ \textit{квт} \cdot \textit{ч}, \qquad (9\text{-}8)$$

где $t_{\text{т}}$ — число часов работы трансформатора.

Число часов максимальных потерь, если известен годовой график нагрузок, может быть определен по формуле

$$\tau = \frac{\Sigma S^2 t}{S_{\text{б}}^2}, \ \textit{ч/год}, \qquad (9\text{-}9)$$

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;

$S_{\text{б}}$ — наибольшая полная нагрузка элемента сети.

Для типичного графика, имеющего сниженные нагрузки ночью и утренний и вечерний максимумы, число часов максимальных потерь, согласно методике, разработанной Московским отделением института Теплоэлектропроект, может быть определено по формуле:

$$\tau = (0{,}124 + T \cdot 10^{-4})^2 \ 8\,760 \ \textit{ч/год}, \qquad (9\text{-}10)$$

где T — число часов использования максимума, *ч/год*.

Результаты вычислений по (9-10) представлены в табл. 9-3.

Пример 9-1. Определить годовые потери электроэнергии в трансформаторе мощностью 5,6 *Мва* с напряжением высшей стороны 6 *кв*, если трансформатор включен постоянно и годовой график его нагрузки определяется графиком, представленным на рис. 9-1.

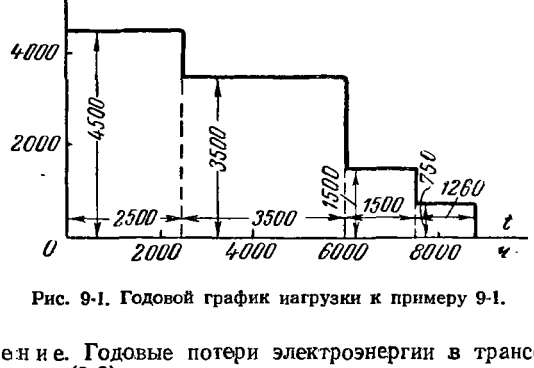


Рис. 9-1. Годовой график нагрузки к примеру 9-1.

Решение. Годовые потери электроэнергии в трансформаторе определяем по (9-8).

По табл. 9-2 находим потери активной мощности в трансформаторе при холостом ходе:

$$\Delta P_{\text{с}} = 18 \ \textit{квт},$$

и нагрузочные потери при номинальной нагрузке трансформатора:

$$\Delta P_{м.н}=56 \text{ квт},$$

По условию примера, годовое число часов работы трансформатора

$$t_т=8\,760 \text{ ч}.$$

Коэффициент загрузки трансформатора при наибольшей нагрузке составляет

$$\beta=\frac{4,5}{5,6}=0,804.$$

Число часов максимальных потерь определяем из графика на рис. 9-1, подставляя в (9-9) значения нагрузок трансформатора (*Мва*) и соответствующие им продолжительности работы в тысячах часов:

$$\tau=\frac{4,5^2\cdot 2,5+3,5^2\cdot 3,5+1,5^2\cdot 1,5+0,75^2\cdot 1,26}{4,5^2}\cdot 10^3=4\,830 \text{ ч}.$$

Подставляя числовые значения в (9-8), определяем годовые потери энергии в трансформаторе:

$$\Delta A=18\cdot 8\,760+56\cdot 0,804^2\cdot 4\,830=332\,000 \text{ квт}\cdot\text{ч}.$$

Пример 9-2. На рис. 9-2 представлена схема линии 6 *кв* с указанием длин участков линии (*км*) и расчетных (наибольших) на-

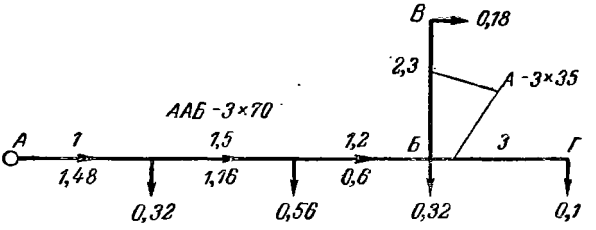


Рис. 9-2. Схема линии к примеру 9-2.

грузок (*Мва*). Магистраль *АБ* выполнена кабелем с алюминиевыми жилами сечением 3×70 *мм*^{2} и 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 3 000 *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 *ом/км* и для алюминиевого провода сечением 35 *мм*²—0,92 *ом/км*.

Определяем значение величины N для магистрали $АБ$:

$$N_{АБ} = 1{,}48^2 \cdot 1 + 1{,}16^2 \cdot 1{,}5 + 0{,}6^2 \cdot 1{,}2 = 4{,}64 \ (Мва)^2 \cdot км,$$

и для ответвлений $БВ$ и $БГ$:

$$N_{Б(В+Г)} = 0{,}18^2 \cdot 2{,}3 + 0{,}1^2 \cdot 3 = 0{,}105 \ (Мва)^2 \cdot км.$$

Из (9-1) находим наибольшие потери мощности в сети:

$$\Delta P_б = 27{,}8 \times (4{,}64 \cdot 0{,}46 + 0{,}105 \cdot 0{,}92) = 86{,}2 \ квт.$$

По табл. 9-3 в зависимости от продолжительности использования максимума $T = 3\,000$ *ч* находим значение числа часов максимальных потерь $\tau = 1\,600$ *ч*. Величину потерь электроэнергии определяем по (9-7):

$$\Delta A = 86{,}2 \cdot 1\,600 = 138\,000 \ квт \cdot ч.$$

РАЗДЕЛ ДЕСЯТЫЙ

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. Для сравнительной оценки вариантов следует пользоваться методом срока окупаемости, соизмеряющим капитальные вложения с будущими издержками эксплуатации. При оценке сравнительной экономичности двух или нескольких вариантов для каждого из сопоставляемых вариантов должна быть определена общая величина расчетных затрат.

Наиболее экономичному варианту соответствует наименьшая величина расчетных затрат, определяемых по формуле

$$З = C + p_н K, \qquad (10\text{-}1)$$

где $З$ — общая величина расчетных затрат, *руб*;

C — годовые издержки эксплуатации, *руб*;

$p_н$ — нормативный коэффициент эффективности, представляющий собой величину, обратную нормативному сроку окупаемости, который для всех расчетов в области энергетики принимают равным восьми годам, что соответствует величине $p_н = 0{,}125$;

K — капитальные вложения, *руб*.

При попарном сравнении вариантов вместо (10-1) удобнее пользоваться формулой сопоставления разницы капитальных вложений по вариантам с экономией в эксплуатационных издержках согласно выражению

$$T = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2}, \qquad (10\text{-}2)$$

где T — срок окупаемости в годах;

K_1 и C_1 — капитальные вложения и эксплуатационные издержки первого варианта;

K_2 и C_2 — то же для второго варианта.

Полученный срок окупаемости T в годах сопоставляется с нормативным сроком окупаемости $T_н$, равным 8 годам.

Если $T = T_н$, то сравниваемые варианты экономически равноценны. Если $T < T_н$, то экономически целесообразным считается второй вариант с большими капитальными вложениями K_2 и меньшими эксплуатационными издержками C_2. Если $T > T_н$, то экономичнее будет вариант с меньшими капитальными вложениями K_1 и более высокими издержками эксплуатации C_1.

В состав годовых эксплуатационных издержек C входят амортизационные отчисления, стоимость потерь электроэнергии в сети, прямая заработная плата рабочих и служащих, расходы на текущий ремонт, отчисления на соцстрах, накладные расходы и т. п.

Годовые эксплуатационные издержки могут быть определены по формуле

$$C = C_э + (p_а + p_э)K, \qquad (10\text{-}3)$$

где $C_э$ — стоимость потерь электроэнергии, *руб.*;

$p_а$ — коэффициент амортизационных отчислений от основных капитальных вложений на полное восстановление и на капитальный ремонт сооружения;

$p_э$ — коэффициент, определяющий отношение годовых прямых расходов на эксплуатацию и на текущий ремонт сооружения к основным капитальным вложениям.

С учетом (10-3) расчетные затраты могут быть представлены выражением:

$$З = C_э + pK, \qquad (10\text{-}4)$$

где p — суммарные годовые отчисления от основных капитальных затрат:

$$p = p_н + p_а + p_э. \qquad (10\text{-}5)$$

В табл. 10-1 приведены нормы амортизационных отчислений для сооружений электропередачи, силового электрооборудования и распределительных устройств в соответствии с «Нормами амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР», а в табл. 10-2 — коэффициент суммарных отчислений от основных капитальных затрат с учетом коэффициента эффективности, амортизации и расходов на эксплуатацию.

В общем случае при наличии ряда сооружений с различными значениями суммарных коэффициентов годовых отчислений расчетные затраты определяются по формуле

$$З = C_э + \Sigma pK. \qquad (10\text{-}6)$$

Таблица 10-1

Нормы амортизационных отчислений для сооружений электропередачи, силового электрооборудования и распределительных устройств

Наименование элементов сети	Нормы амортизации, %		
	на полное восстановление	на капитальный ремонт	общая
Воздушные линии электропередачи до 22 кв:			
1. На металлических и железобетонных опорах	2,5	1,0	3,5
2. На деревянных опорах с железобетонными пасынками	3,3	2,0	5,3
3. На деревянных опорах с пропитанной древесиной	4,12	2,5	6,62
4. На деревянных опорах с непропитанной древесиной	5,15	3,13	8,28
Кабельные линии до 10 кв:			
1. Проложенные в земле и под водой	2,5	0,5	3,0
2. Проложенные в помещении	2,0	0,4	2,4
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства	3,3	3,0	6,3

Таблица 10-2

Годовые отчисления от основных капитальных вложений, %

Наименование элементов сети	Годовые отчисления, %			
	Нормативный коэффициент эффективности $p_н$	Отчисления на амортизацию $p_а$	Расходы на эксплуатацию и текущий ремонт $p_э$	Всего p
Воздушные линии электропередачи до 22 кв:				
1. На металлических и железобетонных опорах	12,5	3,5	2	18
2. На деревянных опорах с железобетонными пасынками	12,5	5,3	3,5	21,3
3. На деревянных опорах с пропитанной древесиной	12,5	6,62	4	23,12
4. На деревянных опорах с непропитанной древесиной	12,5	8,28	4	24,78

Продолжение табл. 10-2

Наименование элементов сети	Годовые отчисления, %			
	Нормативный коэффициент эффективности $p_н$	Отчисления на амортизацию $p_а$	Расходы на эксплуатацию и текущий ремонт $p_э$	Всего p
Кабельные линии до 10 кв:				
1. Проложенные под землей и под водой	12,5	3,0	2	17,5
2. Проложенные в помещении	12,5	2,4	2	16,9
Распределительные устройства и подстанции	12,5	6,3	4	22,8

Капитальные вложения K определяются согласно техническим сметам или сметно-финансовым расчетам. Приближенная величина капитальных затрат для технико-экономических расчетов может быть установлена из табл. 10-3 по 10-16.

Табл. 10-3 по 10-8 и 10-10 по 10-16 представляют собой утвержденные министерством строительства РСФСР укрупненные показатели стоимости элементов электроснабжения промышленных предприятий (УПЭ-ЭС), разработанные ГПИ «Электропроект».

Табл. 10-9 принята для среднего тарифного пояса из укрупненных показателей стоимости городских электросетей, разработанных институтом «Гипрокоммунэнерго» и согласованных с Госстроем СССР для применения с 1 октября 1958 г.

Укрупненные показатели даны в ценах 1955 г., но для удобства подсчетов приведены к единому масштабу цен 1961 г.

Для сопоставления вариантов с точки зрения затраты цветных металлов служат табл. 10-6 и 10-9, где указан вес проводов воздушных линий электропередачи, а также табл. 10-10 и 10-11, в которых приведены затраты цветного металла на прокладку кабелей той или иной марки и сечения.

Если капитальные затраты осуществляются в разные сроки, то варианты следует сравнивать по величине приведенных капитальных вложений по нормативному коэффициенту эффективности, исходя из формулы сложных процентов.

Приведенные капитальные вложения определяются из формулы

$$K' = \frac{K_t}{(1 + p_н)^t}, \qquad (10\text{-}7)$$

где K_t — капитальные затраты, вкладываемые через t лет от года, принятого за расчетный.

Определение экономической целесообразности осуществления дополнительных капитальных вложений на ремонт, модернизацию или замену старой установки новой рекомендуется производить путем сопоставления затрат, подсчитанных по каждому варианту.

Стоимость прокладки трех-и четырехжильных кабелей с бумажной изоляцией до 1 *кв*, тыс. *руб/км*

Число жил	Сечение, *мм²*	В траншее				В канале или туннеле				В блоке
		с медными жилами		с алюминиевыми жилами		с медными жилами		с алюминиевыми жилами		
		СБ	АБ	АСБ	ААБ	СБГ	АБГ	АСБГ	ААБГ	СГТ
3	2,5	0,97	—	0,96	—	0,79	—	0,76	—	0,78
	4,0	1,04	—	0,99	—	0,84	—	0,79	—	0,85
	6,0	1,14	1,03	1,05	0,95	0,94	0,84	0,85	0,76	0,95
	10	1,30	1,19	1,16	1,03	1,11	0,99	0,96	0,83	1,14
	16	1,56	1,40	1,35	1,15	1,34	1,19	1,14	0,94	1,42
	25	1,88	1,64	1,50	1,25	1,65	1,43	1,27	1,04	1,77
	35	2,20	1,75	1,69	1,39	1,99	1,53	1,45	1,18	2,09
	50	2,73	2,39	1,95	1,60	2,49	2,16	1,69	1,37	2,59
	70	3,40	3,02	2,31	1,83	3,15	2,78	2,05	1,59	3,35
	95	4,26	3,74	2,78	2,11	3,98	3,51	2,52	1,88	4,24
	120	5,35	4,48	3,25	2,46	4,97	4,25	2,97	2,15	5,14
	150	6,33	—	3,72	—	5,94	—	3,42	—	6,37
	185	7,47	—	4,31	—	7,06	—	4,08	—	7,60
	240	9,20	—	5,31	—	8,87	—	5,10	—	—
4	4,0	1,08	—	1,04	—	0,88	—	0,84	—	—
	6,0	1,16	1,08	1,11	0,98	0,96	0,89	0,91	0,79	—
	10	1,35	1,24	1,24	1,07	1,15	1,04	1,03	0,87	—
	16	1,63	1,50	1,45	1,20	1,40	1,29	1,22	0,99	—
	25	1,98	1,81	1,63	1,37	1,74	1,60	1,39	1,16	—
	35	2,38	2,17	1,88	1,54	2,10	1,94	1,62	1,31	—
	50	2,94	2,70	2,21	1,76	2,69	2,46	1,95	1,52	—
	70	3,91	3,40	2,71	2,03	3,66	3,18	2,38	1,79	—
	95	4,87	4,23	3,26	2,32	4,43	4,0	2,97	2,07	—
	120	5,82	—	3,82	—	5,54	—	3,49	—	—
	150	6,93	—	4,35	—	6,63	—	4,03	—	—
	185	8,21	—	5,01	—	7,88	—	4,66	—	—

Примечание. В стоимость монтажа кабельных линий не включена стоимость траншей и переходов при прокладке кабелей в траншеях и стоимость металлоконструкций при прокладке кабелей по установленным конструкциям. Эти затраты определяются дополнительно по табл. 10-5.

Стоимость прокладки трехжильных кабелей с бумажной изоляцией 3,6 и 10 *кв*, тыс. *руб/км*

Напряжение, *кв*	Сечение, *мм²*	В траншее с жилами				В канале или туннеле с жилами				В блоке с медными жилами
		медными		алюминиевыми		медными		алюминиевыми		
		СБ	АБ	АСБ	ААБ	СБГ	АБГ	АСБГ	ААБГ	СГТ
3	6	1,37	1,17	1,30	1,08	1,17	0,98	1,11	0,90	1,19
	10	1,54	1,31	1,43	1,16	1,32	1,11	1,20	0,95	1,42
	16	1,88	1,57	1,64	1,27	1,62	1,31	1,41	1,06	1,86
	25	2,10	1,83	1,78	1,38	1,86	1,58	1,54	1,18	2,04
	35	2,51	2,15	1,97	1,53	2,20	1,87	1,72	1,30	2,42
	50	3,03	2,60	2,34	1,79	2,74	2,33	1,98	1,50	2,92
	70	3,72	3,19	2,67	2,02	3,44	2,93	2,37	1,75	3,65
	95	4,60	3,91	3,14	2,31	4,27	3,65	2,82	2,03	4,55
	120	5,66	—	3,61	—	5,32	—	3,28	—	5,68
	150	6,62	—	4,33	—	6,25	—	3,75	—	6,73
	185	7,76	—	4,88	—	7,38	—	4,29	—	7,93
	240	9,45	—	5,71	—	9,05	—	5,30	—	—
6	10	1,89	1,66	1,83	1,46	1,62	1,38	1,53	1,23	1,80
	16	2,16	1,86	2,00	1,58	1,91	1,57	1,69	1,34	2,04
	25	2,50	2,10	2,18	1,69	2,19	1,81	1,87	1,46	2,39
	35	2,86	2,43	2,43	1,85	2,59	2,15	2,10	1,62	2,85
	50	3,45	2,88	2,75	2,10	3,16	2,62	2,45	1,81	3,44
	70	4,15	3,43	3,13	2,31	3,83	3,17	2,81	2,03	4,18
	95	5,25	—	3,83	—	4,90	—	3,27	—	5,09
	120	6,12	—	4,32	—	5,76	—	3,74	—	6,21
	150	7,06	—	4,79	—	6,68	—	4,20	—	7,30
	185	8,15	—	5,37	—	7,76	—	4,94	—	8,45
	240	9,88	—	6,16	—	9,44	—	5,72	—	—
10	16	2,67	—	2,52	—	2,39	—	2,17	—	2,55
	25	2,94	—	2,65	—	2,65	—	2,35	—	2,92
	35	3,31	—	2,90	—	3,00	—	2,58	—	3,29
	50	3,87	—	3,21	—	3,54	—	2,88	—	3,85
	70	4,76	—	3,77	—	4,20	—	3,21	—	4,58
	95	5,63	—	4,24	—	5,27	—	3,66	—	5,71
	120	6,49	—	4,71	—	6,11	—	4,12	—	6,63
	150	7,48	—	5,23	—	7,09	—	4,83	—	7,72
	185	8,64	—	5,85	—	8,21	—	5,41	—	9,07
	240	10,44	—	6,69	—	9,95	—	6,25	—	—

Примечание. В стоимость монтажа кабельных линий не включена стоимость траншей и переходов при прокладке кабелей в траншеях и стоимость металлоконструкций при прокладке кабелей по установленным конструкциям. Эти затраты определяются дополнительно по табл. 10-5.

Таблица 10-5

Стоимость траншей и металлоконструкций при прокладке кабелей, тыс. руб.

1. Траншеи за 1 пог. км

При числе кабелей в траншее (с устройством переходов, разборкой и восстановлением дорожных покрытий)	Категория грунта		
	I	II	III
1	1,20	1,41	1,81
2	1,68	1,96	2,47
3	2,15	2,50	3,12
4	2,69	3,11	3,84
5	3,22	3,72	4,56
6	3,72	4,32	5,29
7	4,24	4,93	6,00
8	4,79	5,53	6,92
9	5,10	6,14	7,45
10	5,84	6,74	8,16

2. Металлоконструкции

Способ прокладки	Наименование	Единица измерения	Стоимость
В канале или туннеле	Сварные металлоконструкции	*т*	0,26
	Сборные конструкции при количестве полок		
	3	100 компл.	0,13
	4	То же	0,14
	5	„ „	0,15

Таблица 10-6

Стоимость прокладки воздушных линий электропередачи 6—10 *кв*, тыс. *руб/км*

Провод			Населенная местность				Неселенная местность			
			Опоры деревянные с железобетонными стульями		Опоры железобетонные		Опоры деревянные с железобетонными стульями		Опоры железобетонные	
Марка	Сечение, *мм²*	Вес, *т*	общая стоимость	в том числе электрической части	общая стоимость	в том числе электрической части	общая стоимость	в том числе электрической части	общая стоимость	в том числе электрической части
А	16	0,1	—	—	—	—	—	—	1,10	0,21
	25	0,2	—	—	—	—	—	—	1,03	0,26
	35	0,3	1,45	0,39	1,45	0,53	1,28	0,32	1,05	0,32

Провод			Населенная местность				Ненаселенная местность			
			Опоры деревянные с железобетонными стульями		Опоры железобетонные		Опоры деревянные с железобетонными стульями		Опоры железобетонные	
Марка	Сечение, *мм*²	Вес, *т*	общая стоимость	в том числе электрической части	общая стоимость	в том числе электрической части	общая стоимость	в том числе электрической части	общая стоимость	в том числе электрической части
А	50	0,4	1,48	0,48	1,48	0,61	1,37	0,41	1,06	0,41
	70	0,6	1,56	0,58	1,55	0,72	1,37	0,53	1,14	0,53
	95	0,8	1,71	0,79	1,72	0,93	1,54	0,70	1,31	0,70
	120	1,0	1,94	0,91	1,78	1,04	1,76	0,83	1,44	0,83
М	10	0,3	—	—	—	—	—	—	1,15	0,34
	16	0,5	—	—	—	—	1,35	0,52	1,17	0,52
	25	0,7	1,71	0,80	1,70	0,92	1,56	0,73	1,30	0,73
	35	1,0	1,99	1,05	1,95	1,17	1,84	0,97	1,55	0,98
	50	1,4	2,46	1,42	2,23	1,53	2,28	1,35	1,92	1,35
	70	2,0	2,97	1,93	2,82	2,04	2,76	1,83	2,48	1,83
ПС	25	0,7	1,16	0,25	1,0	0,34	1,03	0,20	0,70	0,20
	35	1,0	1,29	0,30	1,04	0,38	1,15	0,24	0,74	0,24
	50	1,3	1,39	0,35	1,16	0,46	1,23	0,30	0,83	0,30
	70	1,8	1,50	0,46	—	—	1,34	0,41	—	—
ПСО (Ж)	4	0,3	—	—	—	—	—	—	0,91	0,15
	5	0,5	—	—	—	—	—	—	0,82	0,17
	6	0,7	—	—	—	—	—	—	0,81	0,20

Примечание. Стоимость ЛЭП 6—10 *кв* учтена без переходов. Стоимость переходов определяется дополнительно по табл. 10-7.

Таблица 10-7

Стоимость переходов ЛЭП 6—10 *кв* через препятствия

Наименование переходов	Стоимость перехода без стоимости проводов, тыс. руб.
Переходы через электрифицированные железные дороги	0,16
Переходы через железные дороги	0,12
Переходы через ЛЭП до 10 *кв* и шоссе	0,04
Переходы через линии низкого напряжения и линии связи	0,035

Таблица 10-8

Стоимость проводов на переходах ЛЭП 6—10 *кв* через препятствия

Провода		Стоимость, тыс. руб.	Провода		Стоимость, тыс. руб.
Наименование	Марка		Наименование	Марка	
Сталеалюминиевые провода	АС-35	0,02	Медные провода	М-16	0,0285
	АС-50	0,027		М-25	0,043
	АС-70	0,036		М-35	0,060
	АС-95	0,0555		М-50	0,086
	АС-120	0,0635		М-70	0,119
	АС-150	0,077		М-95	0,160
				М-120	0,204
				М-150	0,254
Алюминиевые провода	А-16	0,0075	Стальные провода	ПС-25	0,006
	А-25	0,011		ПС-35	0,009
	А-35	0,015		ПС-50	0,014
	А-50	0,021		ПС-70	0,020
	А-70	0,0295		ПСО-4	0,003
	А-95	0,041		ПСО-5	0,0045
	А-120	0,0495			
	А-150	0,0635			

Примечание. Длина переходного пролета для ЛЭП 6—10 *кв* принята равной 70 *м*.

Таблица 10-9

Стоимость прокладки четырехпроводных воздушных линий 380/220 *в*, тыс. *руб/км*

Провода			Опоры деревянные с пасынками	
Марка	Сечение фазных и нулевых проводов, *мм*²	Общий вес, *т*	деревянными	железобетонными
М	4×6	0,114	1,18	1,59
	3×10+6	0,329	1,27	1,68
	3×16+10	0,544	1,52	1,93
	3×25+16	0,858	1,80	2,21
	3×35+16	1,142	2,06	2,47
А	4×16	0.182	1,15	1,56
	3×25+16	0,256	1,24	1,66
	3×35+16	0,340	1,31	1,72
	3×50+25	0,564	1,44	1,85
	3×70+35	0,685	1,64	2,05
	3×95+50	0,964	1,83	2,24

Марка	Провода: Сечение фазных и нулевых проводов, *мм²*	Провода: Общий вес, *т*	Опоры деревянные с пасынками: деревянными	Опоры деревянные с пасынками: железобетонными
ПСО	4×ПСО—4	0,405	1,05	1,46
	3×ПСО—5+ПСО—4	0,576	1,07	1,48
ПС	3×ПС—25+ПСО—4	0,706	1,14	1,55
	3×ПС—35+ПСО—5	1,08	1,19	1,60
	3×ПС—50+ПС—25	1,45	1,34	1,75

Таблица 10-10

Вес цветных металлов кабелей с медными жилами с бумажной изоляцией

Сечение, *мм²*	Вес меди, *т*: число жил 3	Вес меди, *т*: число жил 4	Кабели со свинцовой оболочкой: Вес свинца, *т*: Напряжение, *кв*: до 1: трехжильные	до 1: четырехжильные	3	6	10	Кабели с алюминиевой оболочкой: Вес алюминия, *т*: Напряжение, *кв*: до 1: трехжильные	до 1: четырехжильные	3	6
					трехжильные					трехжильные	
1,5	0,04	—	0,36	—	—	—	—	—	—	—	—
2,5	0,07	0,08	0,4	0,5	—	—	—	—	—	—	—
4	0,1	0,15	0,45	0,5	—	—	—	—	—	—	—
6	0,16	0,2	0,5	0,55	0,7	—	—	0,13	0,14	0,15	—
10	0,3	0,3	0,5	0,7	0,71	1,0	1,4	0,14	0,15	0,17	0,25
16	0,4	0,5	0,6	0,8	0,8	1,2	1,5	0,16	0,17	0,21	0,26
25	0,7	0,8	0,8	1,0	1,0	1,5	1,8	0,17	0,21	0,23	0,27
35	0,9	1,1	1,0	1,1	1,2	1,6	2,1	0,21	0,23	0,26	0,29
50	1,3	1,5	1,2	1,3	1,5	1,8	2,4	0,26	0,30	0,30	0,34
70	1,9	2,2	1,4	1,6	1,7	2,1	2,7	0,30	0,32	0,32	0,38
95	2,5	2,9	1,7	1,9	1,9	2,5	3,0	0,34	0,37	0,35	—
120	3,2	3,6	1,9	2,4	2,2	2,8	3,3	0,38	0,45	—	—
150	4,0	4,6	2,4	2,8	2,7	3,2	3,8	—	—	—	—
185	4,9	5,5	2,8	3,3	3,0	3,7	4,2	—	—	—	—
240	6,3	—	3,3	—	3,6	4,2	5,0	—	—	—	—

Таблица 10-11

Вес цветных металлов кабелей с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией

Сечение, мм²	Вес алюминия, т		Кабели в свинцовой оболочке					Кабели в алюминиевой оболочке			
	число жил		Вес свинца, т					Вес алюминия, т			
			Напряжение, кв					Напряжение, кв			
			до 1		3	6	10	до 1		3	6
	3	4	трехжильные	четырехжильные	трехжильные			трехжильные	четырехжильные	трехжильные	
6	0,05	0,16	0,5	0,54	0,7	—	—	0,15	0,2	0,2	—
10	0,08	0,1	0,5	0,7	0,71	1,0	1,4	0,25	0,25	0,25	0,35
16	0,13	0,15	0,6	0,8	0,8	1,2	1,5	0,3	0,35	0,35	0,4
25	0,2	0,25	0,8	1,0	1,0	1,5	1,8	0,4	0,4	0,4	0,5
35	0,3	0,35	1,0	1,1	1,2	1,6	2,1	0,5	0,55	0,55	0,6
50	0,4	0,5	1,2	1,3	1,5	1,8	2,4	0,7	0,75	0,7	0,8
70	0,6	0,7	1,4	1,6	1,7	2,1	2,7	0,9	1,0	0,95	1,1
95	0,8	0,9	1,7	1,9	1,9	2,5	3,0	1,1	1,3	1,1	—
120	1,0	1,1	1,9	2,4	2,2	2,8	3,3	1,3	1,5	—	—
150	1,2	1,4	2,4	2,8	2,7	3,2	3,8	—	—	—	—
185	1,5	1,7	2,8	3,3	3,0	3,7	4,2	—	—	—	—
240	1,9	—	3,3	—	3,6	4,2	5,0	—	—	—	—

Таблица 10-12

Стоимость внутренней установки трехфазных трансформаторов до 10 кв

Номинальная мощность, ква	Стоимость, тыс. руб.		
	электрической части	строительной части	всего
Сухие трансформаторы			
100	1,19	0,3	1,49
180	1,63	0,4	2,03
320	2,09	0,4	2,49
560	3,14	0,56	3,70
750	3,91	0,65	4,56

Продолжение табл. 10-12

Номинальная мощность, *ква*	Стоимость, тыс. руб.		
	электрической части	строительной части	всего
Масляные трансформаторы			
20	0,27	0,3	0,57
50	0,32	0,3	0,62
100	0,51	0,3	0,81
180	0,63	0,4	1,03
320	0,77	0,4	1,17
560	1,26	0,67	1,93
750	1,69	0,95	2,64
1 000	2,10	0,95	3,05
1 800	3,34	1,13	4,47
3 200	4,28	2,25	6,53
5 600	5,95	3,05	9,00

Примечания: 1. В стоимости электрической части для трансформаторов 560—1 800 *ква* учтена стоимость разъединителя со стороны низкого напряжения.

2. При установке со стороны высокого напряжения разъединителя стоимость электрической части увеличивается на 0,05 тыс. руб. и при установке выключателя нагрузки — на 0,13 тыс. руб.

Таблица 10-13

Стоимость наружной установки трехфазных трансформаторов до 10 *кв*

Номинальная мощность, *ква*	Стоимость, тыс. руб.		
	электрической части	строительной части	всего
100	0,74	0,09	0,83
180	0,86	0,09	0,95
320	1,00	0,09	1,09
560	1,45	0,11	1,56
750	1,91	0,13	2,04
1 000	2,33	0,13	2,46
1 800	3,63	0,20	3,83
3 200	4,46	0,25	4,71
5 600	6,14	0,30	6,44

Примечания: 1. Установка трансформатора принята у стены здания.

2. В стоимости электрической части для трансформаторов 560—1 800 *ква* учтена стоимость разъединителя со стороны низкого напряжения.

Таблица 10-14

Стоимость комплектных трансформаторных мачтовых киосков и распределительного пункта до 10 *кв*

Наименование	Стоимость, тыс. руб.		
	электрической части	строительной части	всего
Комплектные трансформаторные подстанции (КТП)			
Один масляный трансформатор 180 *ква*	1,62	0,25	1,87
То же, 320 *ква*	1,76	0,25	2,01
То же, 560 *ква*	3,00	0,37	3,37
Мачтовые киоски			
Один трансформатор 50 *ква*	0,81	0,25	1,06
То же, 100 *ква*	0,89	0,25	1,14
Разъединительный пункт на 6 *кв*	0,13	0,10	0,23

Примечания: 1. КТП с трансформаторами 180—320 *ква* имеют РУ—10 *кв* на 3 линии (одной для трансформатора и двух с разъединителями) камеры трансформатора и щит низкого напряжения на 7 линий. КТП с трансформатором 560 *ква* имеет дополнительную ячейку с трансформатором напряжения.

2. Для разъединительного пункта учтена стоимость разъединителя, железобетонной опоры, их установки и ошиновки.

Таблица 10-15

Стоимость закрытых распределительных устройств до 10 *кв* с одной системой шин (КСО, КРУ)

Наименование	Стоимость, тыс. руб.		
	электрической части	строительной части	всего
Распределительные устройства типа КСО			
Масляный выключатель ВМГ-10 с приводом:			
ПРБА	0,75	0,28	1,03
ПГМ-10	0,97	0,28	1,25
ПС-10	0,79	0,28	1,07
Выключатель нагрузки ВНП-16	0,34	0,28	0,62
Вставка секционного разъединителя	0,18	0,28	0,46
Ввод с разъединителем	0,30	0,28	0,58
Разъединитель с предохранителями	0,30	0,28	0,58
Трансформатор напряжения НТМИ-10	0,46	0,28	0,74
Трансформатор напряжения НТМК-10	0,43	0,28	0,71
Разрядники РВП	0,33	0,28	0,61
Резервная камера с разъединителем	0,27	0,28	0,55

Продолжение табл. 10-15

Наименование	Стоимость, тыс. руб.		
	электрической части	строительной части	всего
Комплектные распределительные устройства типа КРУ			
Масляный выключатель ВМГ-10 с приводом ПРБА	1,18	0,30	1,48
ПГМ-10	1,51	0,30	1,81
ПС-10	1,32	0,30	1,62
Вводы с разъединителем	0,73	0,3	1,03
Трансформатор напряжения НТМИ-10	0,96	0,3	1,26
Трансформатор напряжения НТМК-10	0,91	0,3	1,21
Предохранители высокого напряжения	0,74	0,3	1,04
Разрядники РВП	0,71	0,3	1,01
Ввод с выключателем МГГ-10 с приводом ПЭ-2	3,29	0,3	3,59

Примечания: 1. Стоимость для камер типа КСО дана для камеры типа КСО-2. Для камеры типа КСО-3 стоимость электрической части уменьшается на 0,015 тыс. руб.

2. При установке в камере КСО с выключателем нагрузки защиты от перегрузки, земляной защиты и измерительных приборов стоимость электрической части увеличивается на 0,2 тыс. руб.

3. При установке в камере ввода трансформаторов напряжения стоимость электрической части увеличивается на 0,25 тыс. руб.

Таблица 10-16

Стоимость открытых распределительных устройств до 10 *кв* с одной системой шин (КРН, КРУН)

Наименование	Стоимость, тыс. руб.		
	электрической части	строительной части	всего
Комплектные распределительные устройства типа КРН-10			
Масляный выключатель ВМБ-10 с приводом:			
ПРА-10	1,09	0,04	1,13
ПГМ-10	1,19	0,04	1,23
Ячейка с разъединителем и предохранителями	0,71	0,04	0,75
Ячейка секционного разъединителя	0,69	0,04	0,73
Ячейка с трансформатором напряжения, предохранителями и разрядниками	0,94	0,04	0,98
Ячейка с силовым трансформатором типа ТМ-20	1,15	0,04	1,19

Продолжение табл. 10-16

Наименование	Стоимость, тыс. руб.		
	электрической части	строительной части	всего
Комплектные распределительные устройства типа КРУН-10			
Ячейка ввода с ВМГ-133 (ПГМ-10) . . .	1,20	0,04	1,24
Ячейка отходящей линии с ВМГ-133 (ПГМ-10)	1,14	0,04	1,18
Ячейка трансформатора напряжения с предохранителями и разрядниками	0,81	0,04	0,85
Ячейка конденсаторной батареи	1,09	0,04	1,13
Ячейка с силовым трансформатором ТМ-20	0,87	0,04	0,91

Затраты при работе старой установки

$$З_{ст}=С_{ст}+p_н K_{ст}. \qquad (10\text{-}8)$$

Затраты после проведения ремонта или модернизации

$$З_р=С_р+p_н(K_{ст}+K_р). \qquad (10\text{-}9)$$

Затраты после замены старой установки новой

$$З_н=С_н+p_н(K_{ст}+K_н-K_л), \qquad (10\text{-}10)$$

где $С_{ст}$, $С_р$, $С_н$ — годовые эксплуатационные расходы соответствующих вариантов;

$K_{ст}$ — восстановительная стоимость неизношенной части старой установки;

$K_р$, $K_н$ — дополнительные капитальные вложения соответствующих вариантов;

$K_л$ — ликвидная стоимость.

Если затраты, определенные по (10-9) или (10-10) будут меньше затрат по (10-8), то проведение того или иного мероприятия следует считать экономически целесообразным.

Существует несколько методов определения стоимости потерь электроэнергии при технико-экономических сравнениях.

1. Согласно методике, разработанной Горьковским отделением ГПИ «Электропроект», стоимость потерь электроэнергии определяется по действующим двухставочным тарифным ставкам на электроэнергию:

$$С_э=(\alpha+\beta\tau)\Delta P_б, \qquad (10\text{-}11)$$

где α — основная ставка двухставочного тарифа по максимуму нагрузки, *руб/квт*;

β — дополнительная ставка двухставочного тарифа с оплатой за электроэнергию, *руб/квт · ч*;

τ — число часов максимальных потерь, *ч*;

$\Delta P_б$ — максимальные потери мощности, *квт*.

2. Согласно «Методике технико-экономических расчетов при электроснабжении городов», разработанной проектным институтом Гипрокоммунэнерго (проект 1963 г.), стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле

$$C_э = \delta(\alpha + \beta\tau)\Delta P_б, \qquad (10\text{-}12)$$

где δ — коэффициент, учитывающий звено электрической сети, для которого производится расчет:
для сетей 110 *кв* и выше $\delta = 1$;
для сетей 6—35 *кв* $\delta = 1{,}15$;
для сетей низкого напряжения $\delta = 1{,}3$;

α — удельные расчетные затраты, обусловленные расширением электростанций и сетей 220—500 *кв* для компенсации потерь мощности, *руб/квт*:

$$\alpha = p_н K_м K_р K_{с.н}(K_{ст} + K_с); \qquad (10\text{-}13)$$

β — удельные расчетные затраты на расширение топливной базы для выработки дополнительной энергии, компенсирующей потери энергии и себестомость вырабатываемой энергии и передачи ее по сетям 220—500 *кв* энергосистемы, *руб/квт · ч*;

$$\beta = p_н K_{т.т} b_с + \beta_{ст} + \beta_с. \qquad (10\text{-}14)$$

В двух последних формулах:

$K_м$ — коэффициент попадания расчетной нагрузки проектируемого объекта в максимум энергосистемы (принимается в зависимости от графиков нагрузки и энергосистемы, при совпадении максимумов $K_м = 1$);

$K_р$ — коэффициент, учитывающий резерв мощности в системе (рекомендуется принимать $K_р = 1{,}1$);

$K_{с.н}$ — коэффициент, учитывающий увеличение установленной мощности электростанции для питания собственных нужд (рекомендуется принимать $K_{с.н} = 1{,}07$);

$\Delta P_б$ — максимальные потери мощности (на рассматриваемый год) в проектируемой линии или подстанции, *квт*;

$K_{ст}$ — удельные затраты на строительство электростанций, *руб/квт*;

$K_с$ — удельные затраты на строительство сетей, *руб/квт*;

$K_{т.т}$ — удельные капитальные вложения в топливную базу и транспорт топлива, *руб/т. у. т*;

$b_с$ — удельный расход топлива в энергосистеме, *т. у. т/квт · ч*;

$\beta_{ст}$ — средняя в энергосистеме себестоимость энергии, отпущенной с шин новых конденсационных электростанций, *руб/квт · ч*;

$\beta_с$ — средняя себестоимость передачи энергии в энергосистеме по электрическим сетям 220 *кв* и более высокого напряжения, *руб/квт · ч*.

Значение перечисленных величин для различных частей единой высоковольтной сети (ЕВС) СССР и трех различных периодов развития даны в табл. 10-17, составленной по данным Теплоэлектропроекта.

Таблица 10-17

Значения величин, входящих в формулу для определения стоимости годовых потерь электроэнергии для трех уровней развития единой высоковольтной сети СССР. Районы единой высоковольтной сети СССР

Коэффициент	Единица измерения	Центральный, Северо-Западный, Средне-Волжский, Уральский и Южный			Средняя Азия, Северный Казахстан и Центральная Сибирь		
		1959—1965	1966—1970	1971—1980	1959—1965	1966—1970	1971—1980
$K_{ст}$	*руб/квт*	82	72	62	82	72	62
$K_{с}$	*руб/квт*	20	20	25	33	28	25
$K_{т.т}$	*руб/т. у. т.*	27	27	28	16	13	12
$b_{с}$	*т. у. т/квт·ч*	$425 \cdot 10^{-6}$	$310 \cdot 10^{-6}$	$300 \cdot 10^{-6}$	$425 \cdot 10^{-6}$	$310 \cdot 10^{-6}$	$300 \cdot 10^{-6}$
$\beta_{ст}$	*руб/квт·ч*	$5{,}5 \cdot 10^{-6}$	$3{,}6 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$2{,}8 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$1{,}5 \cdot 10^{-3}$
$\beta_{с}$	*руб/квт·ч*	$0{,}4 \cdot 10^{-3}$	$0{,}3 \cdot 10^{-3}$	$0{,}3 \cdot 10^{-3}$	$0{,}4 \cdot 10^{-3}$	$0{,}3 \cdot 10^{-3}$	$0{,}3 \cdot 10^{-3}$
α	*руб/квт*	15,1	13,8	12,9	17,0	14,8	12,9
β	*руб/квт·ч*	$7{,}3 \cdot 10^{-3}$	$4{,}9 \cdot 10^{-3}$	$4{,}4 \cdot 10^{-3}$	$4{,}1 \cdot 10^{-3}$	$2{,}8 \cdot 10^{-3}$	$2{,}3 \cdot 10^{-3}$

Для изолированных систем, не присоединенных на расчетном уровне к ЕВС, рекомендуется брать значения α и β по проектным данным для наиболее экономичной станции, намечаемой к сооружению в системе на рассматриваемую перспективу. При отсутствии конкретных данных для систем средней мощности разрешается принимать на перспективу $\alpha = 15$ *руб/квт*, $\beta = 8 \cdot 10^{-3}$ *руб/квт · ч*.

При технико-экономических сравнениях стоимости потерь электроэнергии различных лет должны быть приведены к расчетному начальному году по формуле

$$C'_э = C_{э0} + \Sigma \frac{\Delta C_{эt}}{(1 + p_н)^t}, \qquad (10\text{-}15)$$

где $C_{э0}$ — стоимость потерь электроэнергии в 1-й год эксплуатации;
$\Delta C_{эt} = C_{эt} - C_{э(t-1)}$ — прирост стоимости потерь за год.

3. В тех случаях, когда стоимость потерь электроэнергии составляет небольшую долю общих годовых расчетных затрат, стоимость потерь может быть определена с достаточным приближением по формуле:

$$C_э = \beta \Delta A, \qquad (10\text{-}16)$$

где ΔA — годовые потери электроэнергии, *квт · ч*;
β — стоимость электроэнергии с учетом расходов на передачу по одноставочному тарифу, *руб/квт · ч* (усредненная стоимость электроэнергии для различных районов СССР, приведенная к одноставочному тарифу, указана в табл. 10-18).

Пример 10-1. Требуется сравнить экономичность двух вариантов линий электропередачи, отличающихся капитальными вложениями и эксплуатационными издержками.

Капитальные вложения в первом варианте равны 10 тыс. руб., а годовые эксплуатационные издержки, подсчитанные с учетом амортизационных отчислений, — 1 тыс. руб. в год.

Капитальные вложения во втором варианте равны 7 тыс. руб., а годовые эксплуатационные издержки 1,5 тыс. руб. в год.

Нормативный срок окупаемости 8 лет (нормативный коэффициент 12,5%).

Решение. По (10-2) определяется срок окупаемости:

$$T = \frac{10 - 7}{1{,}5 - 1} = 6 \text{ лет}.$$

Сравнение полученного срока окупаемости с нормативным указывает на экономичность первого варианта. Тот же результат получается и при использовании общей формулы (10-1).

Расчетные затраты первого варианта:

$$З_1 = 1 + 0{,}125 \cdot 10 = 2{,}25 \text{ тыс. руб.}$$

Расчетные затраты второго варианта:

$$З_2 = 1{,}5 + 0{,}125 \cdot 7 = 2{,}375 \text{ тыс. руб.}$$

Пример 10-2. Требуется сравнить по величине капитальных вложений два варианта строительства объекта. По первому варианту строительство объекта полностью выполняется в первый год при

Таблица 10-18

Стоимость электроэнергии, определенная по одноставочным средним тарифам

Территориальный район	Части территории СССР, отнесенные к данному территориальному району	Стоимость электроэнергии, *коп/квт·ч*
1	Области: Брянская, Великолуцкая, Владимирская, Калининская, Калужская, Московская, Рязанская, Смоленская, Тульская	2,1
2	Области: Калининградская, Ленинградская, Новгородская	2,4
3	ССР: Латвийская, Литовская, Эстонская, Белорусская	4,1
4	ССР: Молдавская и Украинская (без Крымской области)	1,4
5	Области: Архангельская (южнее Полярного круга), Карельская АССР (южнее Полярного круга), Коми АССР	2,4
6	Области: Арзамасская, Горьковская, Ивановская, Кировская, Костромская, Ярославская; АССР: Марийская, Мордовская, Татарская, Удмуртская, Чувашская	2,3
7	Области: Белгородская, Воронежская, Курская, Липецкая, Орловская, Пензенская, Тамбовская	2,2
8	Области: Астраханская, Куйбышевская, Саратовская, Волгоградская, Ульяновская	1,8
9	Области: Грозненская, Каменская, Крымская, Ростовская; края: Краснодарский и Ставропольский; АССР: Дагестанская, Кабардинская, Северо-Осетинская	1,5
10	ССР: Азербайджанская, Армянская и Грузинская	1,6
11	Области: Пермская и Свердловская	2,0
12	Области: Курганская, Челябинская, Оренбургская, Башкирская АССР	2,0
13	Области: Актюбинская, Гурьевская, Западно-Казахстанская	2,4
14	Области: Карагандинская, Кокчетавская, Кустанайская, Северо-Казахстанская, Целинный край	3,1
15	Области: Алма-Атинская, Восточно-Казахстанская, Павлодарская, Семипалатинская, Талды-Курганская	2,1
16	Области: Джамбульская, Кзыл-Ординская, Южно-Казахстанская	1,8
17	ССР: Киргизская, Таджикская, Туркменская, Узбекская	1,8

Территориальный район	Части территории СССР, отнесенные к данному территориальному району	Стоимость электроэнергии, *коп/квт·ч*
18	Алтайский край: области: Кемеровская, Новосибирская, Омская, Томская (южнее 60-й параллели), Тюменская (южнее 60-й параллели)	1,5
19	Бурятская АССР; Иркутская область (южнее 60-й параллели), Тувинская АССР; Краснодарский край (южнее 60-й параллели)	2,7
20	Области: Амурская и Читинская; края: Приморский и Хабаровский (южнее 55-й параллели и без Камчатки)	3,1

капитальных вложениях 15 000 руб. По второму варианту строительство объекта выполняется в две очереди: в первый год строительства капитальные вложения составляют 9 000 руб., и через три года осуществляется вторая очередь строительства с капитальными вложениями 7 500 руб.

Решение. При сравнении вариантов капитальные вложения второй очереди строительства должны быть приведены к начальному году строительства по формуле (10-7).

По условию примера $t=3$, и величина приведенных капитальных вложений для второго варианта получается равной

$$K' = 9\,000 + \frac{7\,500}{1{,}125^3} = 14\,270 \text{ руб.}$$

Второй вариант оказывается более экономичным, несмотря на то, что его сметная стоимость на 1 500 руб. больше сметной стоимости строительства по первому варианту.

Пример 10-3. Цех промышленного предприятия *1* рассчитан на максимальную нагрузку 180 *ква* при 380/220 *в* и $\cos\varphi=0{,}8$ (рис. 10-1). На расстоянии 220 *м* от цеха расположена мастерская *2* с максимальной нагрузкой 80 *квт* при 380/220 *в* и $\cos\varphi=0{,}8$. Произвести технико-экономическое сравнение двух вариантов ее электроснабжения.

Вариант 1. В ТП цеха устанавливается трансформатор 320 *ква*, 6/0, 4/0,23 *кв* и нагрузка мастерской получает питание по четырехжильному кабелю *3* ААБ 3×70+1×25 *мм²* от распределительного щита 380/220 в цеха.

Вариант 2. Для электроснабжения мастерской предусматривается сооружение собственной ТП с трансформатором 100 *ква*, включаемого в кабель 6 *кв 4*, который прокладывается рядом с мастерской для питания других объектов предприятия. В ТП цеха устанавливается трансформатор 180 *ква*, рассчитанный на обслуживание только нагрузки самого цеха.

Стоимость присоединения ТП мастерской к кабельной линии 6 *кв* 50 руб. Стоимость потерь электроэнергии по одноставочному тарифу 2,1 *коп/квт · ч*.

Годовое число часов включения трансформаторов: для цеха $t_т = 8\,000$ *ч* и для мастерской $t_т = 4\,500$ *ч*.

Число часов максимальных потерь для цеха завода и для мастерской $\tau = 2\,000$ *ч*.

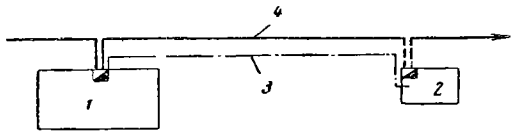


Рис. 10-1. Схема расположения ТП к примеру 10-3.

Изменением потерь электроэнергии в кабеле 6 *кв* при присоединении к нему ТП мастерской можно в расчете пренебречь ввиду их небольшой величины.

Решение. Определяем для каждого из вариантов расчетные затраты.

Вариант 1. Капитальные вложения.

Стоимость прокладки 220 *м* кабеля ААБ 3×70+1×25 *мм*^{2} (табл. 10-3) и рытья траншеи для одного кабеля в грунте II категории (табл. 10-5):

$$K_к = (2\,030 + 1\,410)\,0{,}22 = 756 \text{ руб.}$$

Стоимость установки трансформатора 320 *ква* (табл. 10-12)

$$K_т = 1\,170 \text{ руб.}$$

Общие капитальные затраты

$$K_1 = 756 + 1\,170 = 1\,926 \text{ руб.}$$

Суммарные годовые отчисления от основных капитальных вложений (табл. 10-2) для кабеля $p_к = 0{,}175$ и для трансформатора $p_т = 0{,}228$.

Потери мощности в кабеле 3×70+1×25 *мм*^{2} находим из (9-1) при помощи табл. 9-1:

$$N = \left(\frac{80}{0{,}8}\right)^2 \cdot 0{,}22 = 2\,200 \text{ } ква^2 \cdot км,$$

$$\alpha_з = \frac{10^{-3}}{0{,}38^2} = 6{,}93 \cdot 10^{-3} \text{ } кв^{-2}.$$

Активное сопротивление кабеля по табл. (5-1)

$$r = 0{,}46 \text{ } ом/км.$$

Потери мощности в кабеле при максимальной нагрузке

$$\Delta P_б = 6{,}93 \cdot 10^{-3} \cdot 2\,200 \cdot 0{,}46 = 7{,}03 \text{ } квт.$$

Годовые потери электроэнергии в кабеле получаем по (9-7):

$$\Delta A_к = 7{,}03 \cdot 2\,000 = 14\,060 \ квт \cdot ч.$$

Потери электроэнергии в трансформаторе 320 *ква* находим по (9-8). Из табл. (9-2) имеем потери холостого хода трансформатора 320 *ква*, 6/0,4/0,23 *кв*: $\Delta P_с = 1{,}6$ *квт* и потери в обмотках при номинальной нагрузке: $\Delta P_{м.н} = 6{,}07$ *квт*. По условию число часов работы трансформатора цеха $t_т = 8\,000$ *ч*. Коэффициент загрузки трансформатора по (9-5)

$$\beta = \frac{180 + 100}{320} = 0{,}875.$$

Потери электроэнергии в трансформаторе

$$\Delta A_т = 1{,}6 \cdot 8\,000 + 6{,}07 \cdot 0{,}875^2 \cdot 2\,000 = 22\,100 \ квт \cdot ч.$$

Суммарные потери электроэнергии в кабеле и в трансформаторе

$$\Delta A_1 = 14\,060 + 22\,100 = 36\,160 \ квт \cdot ч.$$

По заданию стоимость электроэнергии равна:

$$\beta = 2{,}1 \cdot 10^{-2} \ руб/квт \cdot ч.$$

По (10-16) и (10-6) определяем расчетные затраты для варианта 1.

$$З_1 = 2{,}1 \cdot 10^{-2} \cdot 36\,160 + 0{,}175 \cdot 756 + 0{,}228 \cdot 1\,170 = 1\,160 \ руб.$$

Вариант 2. Капитальные вложения.

Стоимость прокладки кабельной линии для присоединения ТП мастерской:

$$K_к = 50 \ руб.$$

Стоимость установки трансформаторов 180 *ква* и 100 *ква*:

$$K_т = 1\,030 + 810 = 1\,840 \ руб.$$

Общие капитальные затраты:

$$K_2 = 50 + 1\,840 = 1\,890 \ руб.$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов $\beta = 1$.

Определяем потери электроэнергии в трансформаторе 180 *ква*:

$$\Delta A_{т1} = 1 \cdot 8\,000 + 4 \cdot 1^2 \cdot 2\,000 = 16\,000 \ квт \cdot ч$$

и в трансформаторе 100 *ква*:

$$\Delta A_{т2} = 0{,}6 \cdot 4\,500 + 2{,}4 \cdot 1^2 \cdot 2\,000 = 7\,500 \ квт \cdot ч.$$

Общие потери

$$\Delta A_2 = 16\,000 + 7\,500 = 23\,500 \ квт \cdot ч.$$

Расчетные затраты для варианта 2

$$З_2 = 2{,}1 \cdot 10^{-2} \cdot 23\,500 + 0{,}175 \cdot 50 + 0{,}228 \cdot 1\,840 = 924 \ руб.$$

Сравнение расчетных затрат по первому и второму вариантам показывает, что второй вариант предпочтительнее и на нем следует остановиться.

Пример 10-4. Определить стоимость потерь электроэнергии в сети 6 *кв* за год для 1 *квт* максимальных потерь при числе часов максимальных потерь $\tau = 1\,600$ *ч* для следующих вариантов.

1. По двухставочному тарифу Мосэнерго:

за 1 *квт* максимальных потерь $\alpha = 16{,}8$ руб.;

за 1 *квт* · *ч* электроэнергии $\beta = 1 \cdot 0{,}5 \cdot 10^{-2}$ руб.

2. По методу Гипрокоммунэнерго, принимая значения α и β на 1965 г. для Центрального района СССР.

3. По усредненному одноставочному тарифу

за 1 *квт* · *ч* потерь электроэнергии $\beta = 2{,}1 \cdot 10^{-2}$ руб.

Решение. 1. Стоимость годовых потерь электроэнергии на 1 *квт* максимальных потерь определяем по (10-11):

$$C_э = 16{,}8 + 1{,}05 \cdot 10^{-2} \cdot 1\,600 = 33{,}6 \text{ руб.}$$

2. Определяем по табл. 10-17 для Центрального района значения α и β на 1965 г.

$$\alpha = 15{,}1 \ \textit{руб/квт} \text{ и } \beta = 7{,}3 \cdot 10^{-3} \ \textit{руб/квт} \cdot \textit{ч}$$

Для сети 6 *кв*

$$\delta = 1{,}15.$$

По (10-12) определяем стоимость потерь:

$$C_э = 1{,}15(15{,}1 + 7{,}3 \cdot 10^{-3} \cdot 1\,600) = 30{,}8 \text{ руб.}$$

3. Стоимость потерь по одноставочному тарифу по (10-16) получается равной

$$C_э = 2{,}1 \cdot 10^{-2} \cdot 1\,600 = 33{,}6 \text{ руб.}$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок, Изд. «Энергия», 1964.

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. Федоров А. А., Электроснабжение промышленных предприятий, Госэнергоиздат, 1961.

7. Бачелис Б. С., Белоруссов Н. И. и Саакян А. Е., Электрические кабели, провода и шнуры. Справочник, Госэнергоиздат, 1958.

8. Сарычев Б. М., Справочник по проектированию воздушных линий электропередачи, Изд. МКХ РСФСР, 1958.

9. Основные методические положения технико-экономических расчетов в энергетике, «Промышленная энергетика», № 2, 1960.

10. Временные руководящие указания по определению электрических нагрузок промышленных предприятий, Госэнергоиздат, 1962.

11. Указания по проектированию городских электрических сетей. Внутриквартальные электрические сети напряжением до 1 000 *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., Царев М. И., Справочник по электрическим сетям высокого напряжения, Госэнергоиздат, 1962.

13. Справочник энергетика промышленных предприятий, т. I — Электроснабжение, под общей редакцией А. А. Федорова (главный редактор). Г. В. Сербиновского и Я. М. Большама, Госэнергоиздат, 1961.

14. Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок, Тяжпромэлектропроект, 1963, № 1. Дополнения к разъяснениям к «Временным руководящим указаниям по определению электрических нагрузок промышленных предприятий».

15. Лившиц Д. С., Нагрев проводников и защита предохранителями в электросетях до 1 000 *в*, Госэнергоиздат, 1959.

16. Спеваков П. И., Выбор стальных полос в качестве проводников занулении, «Промышленная энергетика», 1963, № 1.

17. Кнорринг Г. М., Выбор осветительной арматуры и способа проводки в осветительных сетях, Тяжпромэлектропроект, «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1963, № 7.