Гипрокоммунэнерго Минжилкомхоза
МНИИТЭП ГлавАПУ Москвы

Пособие

по проектированию городских и поселковых электрических сетей (к ВСН 97-83)

Москва 1987

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕСПУБЛИКАНСКИЙ
ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ОБЪЕКТОВ
КОММУНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ (ГИПРОКОММУНЭНЕРГО)
МИНЖИЛКОМХОЗА РСФСР
МОСКОВСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ ТИПОВОГО
И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ
(МНИИТЭП) ГлавАПУ МОСКВЫ

ПОСОБИЕ

по проектированию городских и поселковых электрических сетей (к ВСН 97-83)

Утверждено
приказом Гипрокоммунэнерго
Минжилкомхоза РСФСР
от 8 августа 1984 г. № 71

МОСКВА СТРОЙИЗДАТ 1987

УДК 621.316.1.001.24

Пособие *по проектированию городских и поселковых электрических сетей* (к ВСН 97-83)/Гипрокоммунэнерго, МНИИТЭП. — М.: Стройиздат, 1987. — 208 с.

Содержит вспомогательный материал для проектирования городских и поселковых электрических сетей. В него вошли методики по определению электрических нагрузок и выбору трансформаторов, рекомендации по выбору напряжения и применению схем, расчетам электрических сетей и конструктивному выполнению элементов, методика технико-экономических расчетов, а также стоимостные и технико-экономические показатели электрических сетей.

Использованы материалы институтов Энергосетьпроект, Электропроект, Сельэнергопроект, Тяжпромэлектропроект, Укргипроэнерго и Академии коммунального хозяйства им. К. Д. Памфилова.

Для инженерно-технических работников проектных, научно-исследовательских, строительных и эксплуатационных организаций. Может быть полезно для студентов вузов и техникумов, специализирующихся по энергоснабжению городов и поселков.

Табл. 110, ил. 46.

Разработано Гипрокоммунэнерго Минжилкомхоза РСФСР (канд. техн. наук *В. Д. Лордкипанидзе*, инж. *И. З. Рейн*), МНИИТЭП ГлавАПУ Москвы (инж. *В. М. Подольный*).

П $\frac{2302050000-588}{047(01)-87}$ Инструкт.-нормат., I вып. — 127—87

© Стройиздат, 1987

1. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. В данном разделе Пособия приведена методика определения расчетных электрических нагрузок зданий и элементов городских и поселковых электрических сетей*.

1.2. Расчетные электрические нагрузки определяются в соответствии с Инструкцией по проектированию городских и поселковых электрических сетей (ВСН 97-83), Инструкцией по проектированию электрооборудования жилых зданий (СН 544-82), Инструкцией по проектированию электрооборудования общественных зданий массового строительства (СН 543-82) и другими согласованными и утвержденными в установленном порядке нормативными документами по определению расчетных нагрузок на вводах потребителей, не рассмотренных в перечисленных выше документах, и данным Пособием.

1.3. В соответствии с п. 1.12 Инструкции о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений (СНиП 1.02.01—85) расчетные электрические нагрузки на вводах в здания, включая объекты, строящиеся по типовым проектам, должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов.

1.4. Расчетные схемы распределительных сетей, таблицы расчета электрических нагрузок (например, в комплексных схемах) и др. аналогичные проектные данные должны сопровождаться записью: «электрические нагрузки на вводах в здания приняты на основании действующих нормативных документов».

1.5. В запросах на выдачу технических условий на присоединение мощности отдельных объектов к сетям энергоснабжающих организаций следует указывать установленную мощность и расчетную нагрузку на вводе потребителя и приведенную к шинам низшего напряжения трансформаторной подстанции (ТП), если электроснабжение осуществляется на напряжении 0,4 кВ, или

* В дальнейшем городские и поселковые электрические сети именуются городскими электрическими сетями.

к шинам напряжением 10(6)—20 кВ распределительного пункта (РП) или центра питания (ЦП), если электроснабжение осуществляется на напряжении 10(6)—20 кВ (см. примеры к пп. 1.6, 1.10, 1.11 Пособия).

НАГРУЗКИ ЖИЛЫХ ДОМОВ

1.6. Расчетную электрическую нагрузку, приведенную к вводу жилого дома, линии 0,4 кВ или шинам низшего напряжения ТП, следует определять по п. 2.4 ВСН 97-83 или п. 2.9 СН 544-82.

При этом расчетная нагрузка электроприемников квартир и лифтовых установок зависит от их количества, подключенного к элементу сети.

Пример 1. Определить расчетную нагрузку нерезервируемой линии 0,4 кВ, к которой присоединены 20 двухквартирных жилых домов с общей площадью каждой квартиры до 55 м² и 25 одноквартирных жилых домов с общей площадью каждой квартиры 70 м². В домах установлены плиты на сжиженном газе.

Решение. Расчетную нагрузку линии определяем в соответствии с п. 2.1 ВСН 97-83 по формуле

$$P_л = P_{кв.уд} \cdot n,$$

где $P_{кв.уд}$ из таблицы 1 ВСН 97-83 принимаем (с интерполяцией) 0,89 кВт/кв; n — общее количество квартир $20 \cdot 2 + 25 = 65$.

С учетом коэффициента для квартир площадью на 15 м² более, чем для квартир площадью до 55 м², равного 1,15 (см. прим. 3 к табл. 1 ВСН 97-83), получим:

$$P_л = 0{,}89\,(40 + 1{,}15 \cdot 25) = 61{,}2 \text{ кВт или}$$

$$61{,}2 : 0{,}96 = 63{,}7 \text{ кВ·А, где } \cos\varphi = 0{,}96 —$$

из табл. 3 ВСН 97-83.

Пример 2. Определить расчетную нагрузку линии из примера 1, приведенную к шинам 0,4 кВ ТП.

Решение. В соответствии с табл. 6 разд. 2 Пособия для одноэтажной застройки с плитами на сжиженном газе принимаем ТП с трансформатором мощностью 100 кВ·А. Из табл. 7 Пособия видно, что к сети трансформатора 100 кВ·А в нашем случае можно подключить 225 квартир (при условии соблюдения рекомендаций п. 2.6 Пособия).

Расчетную нагрузку линии, приведенную к шинам

ТП, определяем аналогично примеру 1, принимая $P_{кв.уд}$ для 225 квартир (с интерполяцией) 0,74 кВт/квартира.

$$P_{л.тп} = 0{,}74\,(40 + 1{,}15 \cdot 25) = 50{,}9 \text{ кВт или } 53 \text{ кВ·А}.$$

Примечание. Здесь и далее, определяя нагрузку одной или нескольких линий, приведенную к шинам 0,4 кВ ТП, удельную нагрузку принимаем для предельного количества квартир, которое можно подключить к этой ТП с учетом допускаемой систематической или аварийной перегрузки трансформатора (см. табл. 6 и 7 Пособия). Если известно, что к шинам 0,4 кВ ТП будет подключено меньшее количество квартир, удельную нагрузку следует принимать по их фактическому числу.

Пример 3. Определить расчетную нагрузку на вводе в жилой 5-этажный дом на 120 квартир общей площадью до 55 м^2 каждая, с плитами на природном газе.

Решение. Расчетную нагрузку ввода определяем аналогично примеру 1, приняв $P_{кв.уд}$ (с интерполяцией) 0,58 кВт/кв.

$$P_{ж.д.} = 0{,}58 \cdot 120 = 69{,}6 \text{ кВт или } 72{,}5 \text{ кВ·А}.$$

Пример 4. Определить расчетную нагрузку жилого дома из примера 3, приведенную к шинам 0,4 кВ ТП. Микрорайон застроен жилыми домами высотой 5 этажей.

Решение 1. Из табл. 6 видно, что для данной застройки рекомендуются однотрансформаторные ТП с трансформатором мощностью 400 кВ·А.

Рассмотрим два возможных варианта построения кабельной сети напряжением 0,4 кВ по петлевой схеме, отличающихся степенью резервирования питания потребителей (зданий):

1. Сеть выполняется от одной ТП. В этом случае нагрузка трансформатора определяется его систематической перегрузкой, которая может достигать 160 % номинальной мощности трансформатора (см. табл. 6). К ТП может быть подключено 1275 квартир (см. табл. 7). Расчетная нагрузка жилого дома, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП, составит

$$P_{ж.д.тп} = 0{,}4 \cdot 120 = 48 \text{ кВт или } 50 \text{ кВ·А}.$$

2. Сеть выполняется от разных ТП и рассчитывается на резервирование нагрузки трансформатора от соседних ТП. В этом случае нагрузка трансформатора определяется допустимой аварийной нагрузкой, которая может достигать 180 % номинальной мощности (см. табл. 6). Общее количество квартир, которое можно под-

ключить к ТП при условии резервирования от одной соседней ТП составит 1425 (см. табл. 7). Практически сеть строится таким образом, что нагрузка одной ТП резервируется от нескольких соседних ТП. В этих условиях нагрузка каждого трансформатора в послеаварийном режиме ниже регламентируемых значений. Однако рекомендуется в нормальном режиме загружать трансформатор не более 100 % его номинальной мощности. В этом случае к трансформатору будет подключено 700—715 квартир и нагрузка жилого дома, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП, составит

$$P_{\text{ж.д.тп}} = 0{,}425 \cdot 120 = 51 \text{ кВт или } 53 \text{ кВ·А}.$$

Пример 5. Определить расчетную нагрузку на вводах в жилой 16-этажный дом на 256 квартир с электрическими плитами. В доме 180 квартир общей площадью до 55 м² и 76 квартир общей площадью 65 м² каждая, 4 лифтовые установки: 2 пассажирские грузоподъемностью по 320 кг, скоростью кабины 1,4 м/с и мощностью электродвигателей по 7 кВт и 2 — грузопассажирские грузоподъемностью по 500 кг, скоростью кабины 1,4 м/с и мощностью электродвигателей по 9 кВт.

Решение 1. Расчетную нагрузку ввода, питающего квартиры, определяем аналогично примеру 1, приняв $P_{\text{кв.уд}}$ (с интерполяцией) 0,97 кВт/кв. С учетом повышающего коэффициента для квартир площадью на 10 м² более 55 м², равного 1,05 (см. прим. 3 к табл. 1 ВСН 97-83), получим:

$$P_{\text{кв}} = 0{,}97\,(180 + 1{,}05 \cdot 76) = 252 \text{ кВт или}$$

$$252 : 0{,}98 = 257{,}1 \text{ кВ·А},$$

где 0,98 из табл. 3 ВСН 97-83.

2. Расчетную нагрузку ввода, питающего лифтовые установки, определяем в соответствии с п. 2.3а ВСН 97-83 по формуле

$$P_{\text{р.л}} = K_{\text{с}} \sum_{1}^{n_{\text{л}}} P_{\text{л}},$$

где $K_{\text{с}} = 0{,}8$ из табл. 2, ВСН 97-83 для 4 лифтов при этажности дома выше 12; $P_{\text{л}}$ — мощность электродвигателя лифтовой установки, кВт.

$$P_{\text{р.л}} = 0{,}8\,(2 \cdot 7 + 2 \cdot 9) = 25{,}6 \text{ кВт или } 25{,}6 : 0{,}6 = 42{,}7 \text{ кВ·А},$$

где 0,6 из табл. 3 ВСН 97-83.

3. Расчетную нагрузку жилого дома (послеаварий-

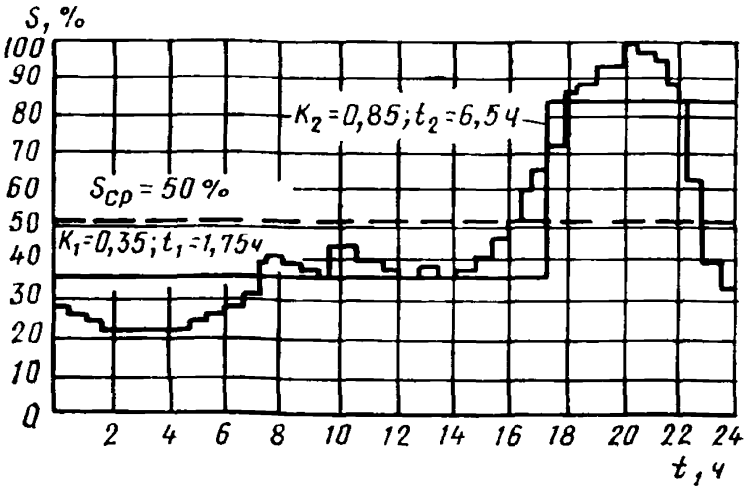


Рис. 1. Графики нагрузки ТП, питающих жилые дома с плитами на природном газе (80 %) и общественные здания (20 %)

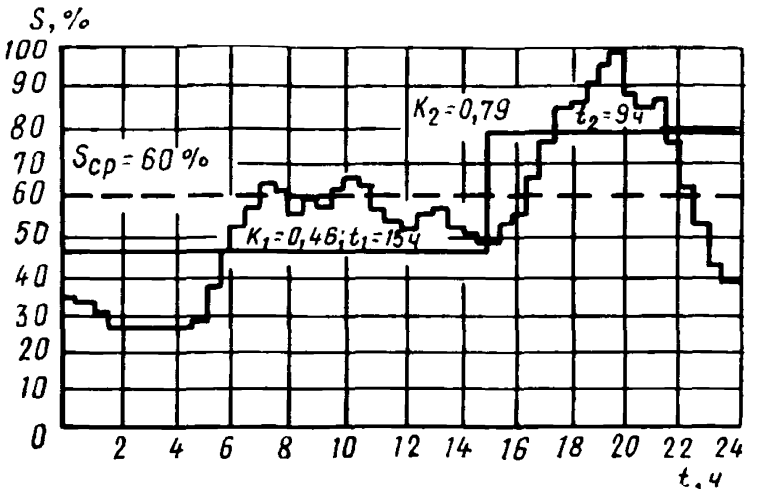


Рис. 2. Графики нагрузки ТП, питающих жилые дома с электрическими плитами (80 %) и общественные здания (20 %)

ный режим) определяем в соответствии с п. 2.4 ВСН 97-83 по формуле

$$P_{ж.д} = P_{кв} + 0,9\,P_{р.л} = 252 + 0,9 \cdot 25,6 = 275 \text{ кВт}$$

$$\text{или } 275 : 0,96 = 286,5 \text{ кВ·А}.$$

Примечание. Нагрузку квартир рекомендуется распределить между двумя вводами при условии, что размахи изменения напряжения при пуске лифтов не превысят значений, регламентирован-

ных изм. № 2 ГОСТ 13109—67 с изм. Нормы качества электрической энергии у ее электроприемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения.

Пример 6. Определить расчетную нагрузку жилого дома из примера 5, приведенную к шинам 0,4 кВ ТП.

Решение. Из табл. 6 видно, что для питания застройки принимается ТП 2·630 кВ·А с резервируемой сетью низшего напряжения. Количество квартир, подключаемых к такой ТП, 1000 и более (независимо от коэффициента заполнения графика нагрузки). Тогда расчетная нагрузка жилого дома на шинах ТП составит

$$P_{\text{ж.д.тп}} = 0{,}8\,(180 + 1{,}05 \cdot 76) + 0{,}9\,[0{,}5\,(2 \cdot 7 + 2 \cdot 9)] =$$

$$= 222{,}2 \text{ кВт или } 231{,}5 \text{ кВ·А},$$

где 0,8 — $P_{\text{кв.уд}}$ при их количестве 1000 и более; 0,5 — K_c из табл. 2 ВСН 97-83 при количестве лифтовых установок, подключаемых к ТП, до 20.

1.7. При использовании жилых домов под общежития, расчетные электрические нагрузки должны определяться с учетом повышающего коэффициента, приведенного в прим. 5 к табл. 1 ВСН 97-83.

1.8. Расчетную нагрузку, приведенную к вводу в общежитие коридорного типа или к его питающей линии, следует определять по пп. 2.4—2.6 СН 544-82.

На рис. 1 и 2 приведены среднесуточные и двухступенчатые графики нагрузки ТП в районах многоэтажной застройки.

НАГРУЗКИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

1.9. Расчетные электрические нагрузки на вводах в общественные здания (помещения) должны соответствовать требованиям СН 544-82, СНиП 1.02.01—85 и других действующих нормативов с учетом п. 1.3 Пособия.

1.10. Ориентировочные нагрузки на вводах в общественные здания массового строительства рекомендуется определять в соответствии с п. 2.9 ВСН 97-83.

В табл. 1 приведено годовое число часов использования максимума нагрузки жилых и общественных зданий (на вводах в здания).

Пример 1. Определить ориентировочную нагрузку на вводе в универсам с площадью торгового зала 1100 м²

Таблица 1

Наименование потребителей	Годовое число часов использования максимума электрической нагрузки		
	общее	в том числе	
		силовой	осветительной
А. Жилые дома			
Жилые дома, не оборудованные стационарными электроплитами (газ, твердое топливо)	3000	—	—
Жилые дома, оборудованные стационарными электроплитами	3400	—	—
Б. Общественные здания			
Столовые	—	1500—3000	1600—2400
Рестораны	3300—4700	3800—5000	3000—4000
Продовольственные магазины	—	2000—3000	1700—2300
Промтоварные магазины (с кондиционированием)	4100—4200	—	—
Лечебные корпуса больниц	2200—3200	—	—
Хирургические корпуса больниц	3300—3800	—	—
Поликлиники	1900—2200	—	—
Аптеки	1300—1600	—	—
Гостиницы без ресторанов	3300—5000	2500—4500	3800—4000
Гостиницы с ресторанами	4800—5000	4200—4500	3800—4300
Административные здания (с кондиционированием)	2500—3500	4400—6400	1100—1200
Комбинаты бытового обслуживания	2300	—	—
Фотографии	3400	—	—
Ателье	—	1300	3900
Школы односменные без пищеблока	500—700	1300—1500	300—400
То же, с пищеблоками	800	—	—
Школы двухсменные без пищеблока	—	1300—2300	1700—2000

и с кондиционированием воздуха в торговых помещениях.

Решение. Удельную нагрузку на вводе в универсам и ее коэффициент мощности по табл. 5 ВСН 97-83 принимаем 0,11 кВт/м² торгового зала.

$$P_р = 0{,}11 \cdot 1100 = 121 \text{ кВт или } 134{,}4 \text{ кВ·А}.$$

Пример 2. Определить ориентировочную нагрузку на вводе в общеобразовательную школу на 960 учащихся.

Решение

$$P_р = 0{,}14 \cdot 960 = 134{,}4 \text{ кВт или } 141{,}5 \text{ кВ·А}.$$

1.11. Нагрузку общественного здания, приведенного к шинам 0,4 кВ ТП, следует определять в соответствии с п. 2.10 ВСН 97-83 с коэффициентом, учитывающим участие максимума нагрузки этого здания в максимуме основной (наибольшей) нагрузки ТП (см. также табл. 6 ВСН 97-83).

Если состав прочих нагрузок, подключенных к данной ТП неизвестен, то указанный коэффициент рекомендуется принимать равным 0,8.

При нагрузке на вводе в общественное здание, близкой к допускаемой нагрузке трансформаторов, коэффициент участия в максимуме нагрузок не учитывается.

Пример 1. Определить ориентировочную нагрузку универсама (см. пример 1 к п. 1.10 Пособия), приведенную к шинам 0,4 кВ ТП. Кроме универсама к шинам 0,4 кВ ТП будут подключены нагрузки, состав которых неизвестен.

Решение

$$P_р = 134{,}4 \cdot 0{,}8 = 107{,}5 \text{ кВ·А}.$$

Пример 2. Определить ориентировочную нагрузку школы (см. пример 2 к п. 1.10 Пособия), приведенную к шинам 0,4 кВ ТП. Кроме школы к шинам 0,4 кВ ТП подключены, в основном, нагрузки жилых домов с электрическими плитами.

Решение

$$P_р = 141{,}5 \cdot 0{,}4 = 56{,}6 \text{ кВ·А},$$

где 0,4 — из табл. 6 ВНС 97-83.

На рис. 3—12 приведены среднесуточные и двухступенчатые графики нагрузок общественных зданий массового строительства.

НАГРУЗКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В И ТП

1.12. Расчетная нагрузка при смешанном питании линией (ТП) потребителей жилых домов и общественных зданий определяется в соответствии с п. 2.10 ВСН 97-83.

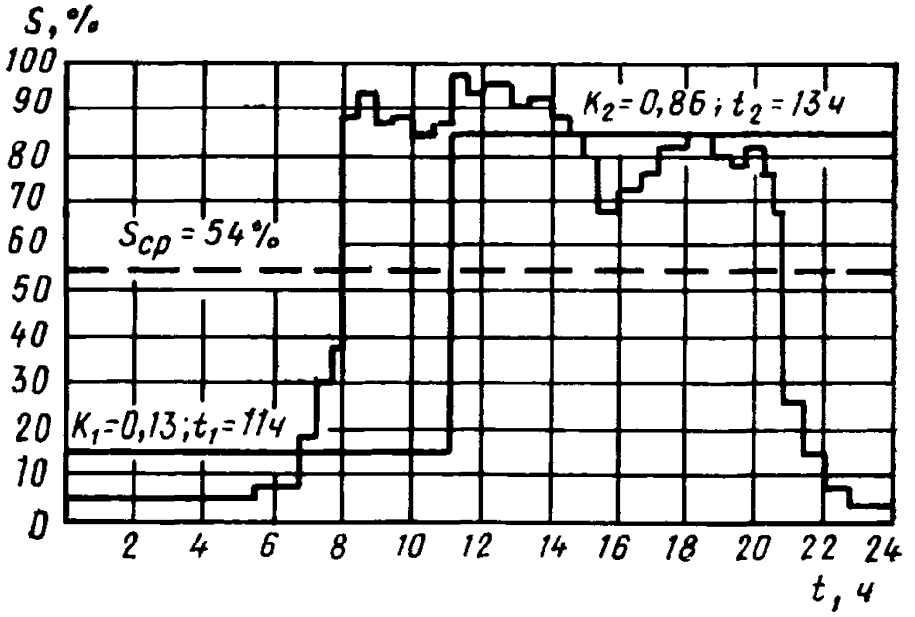


Рис. 3. Графики нагрузки поликлиники

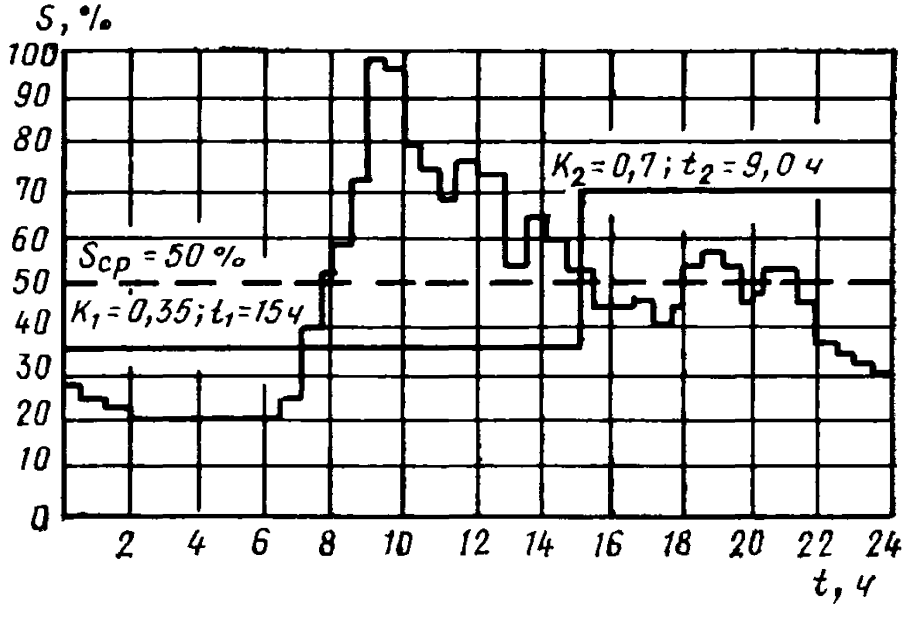


Рис. 4. Графики нагрузки больницы

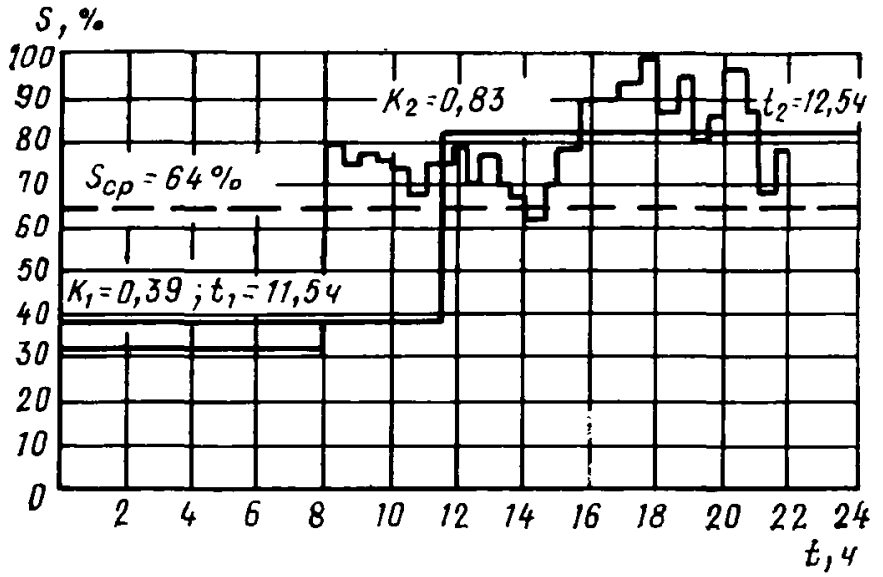


Рис. 5. Графики нагрузки продовольственного магазина

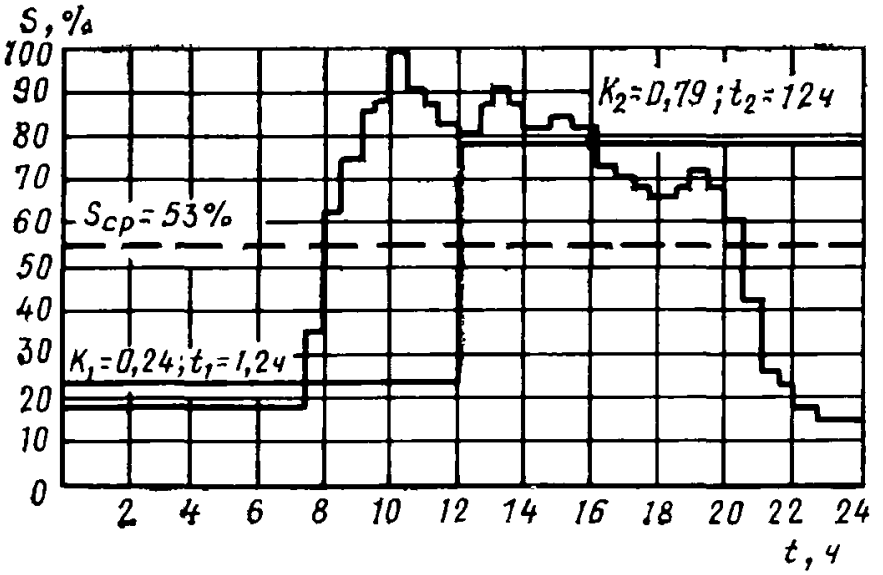


Рис. 6. Графики нагрузки универсама

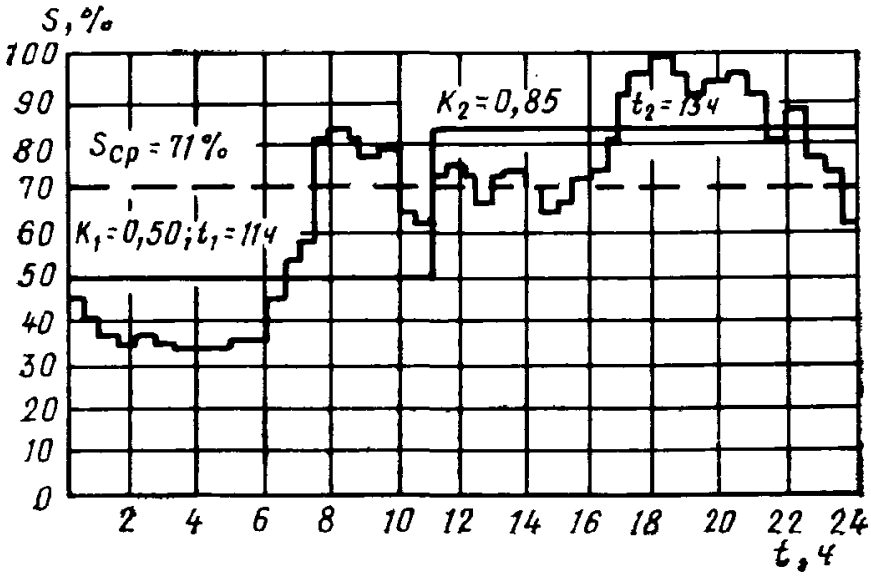


Рис. 7. Графики нагрузки гостиницы без ресторана

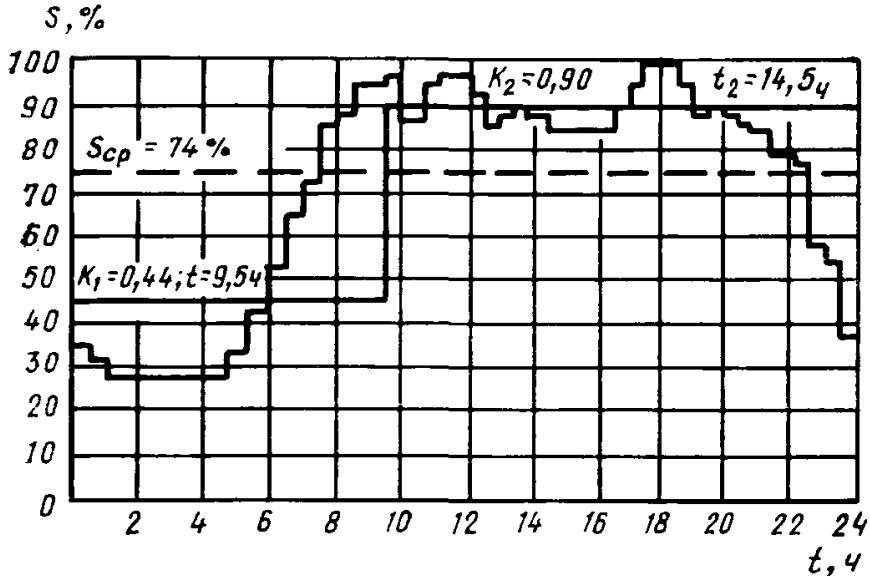


Рис. 8. Графики нагрузки гостиницы с рестораном

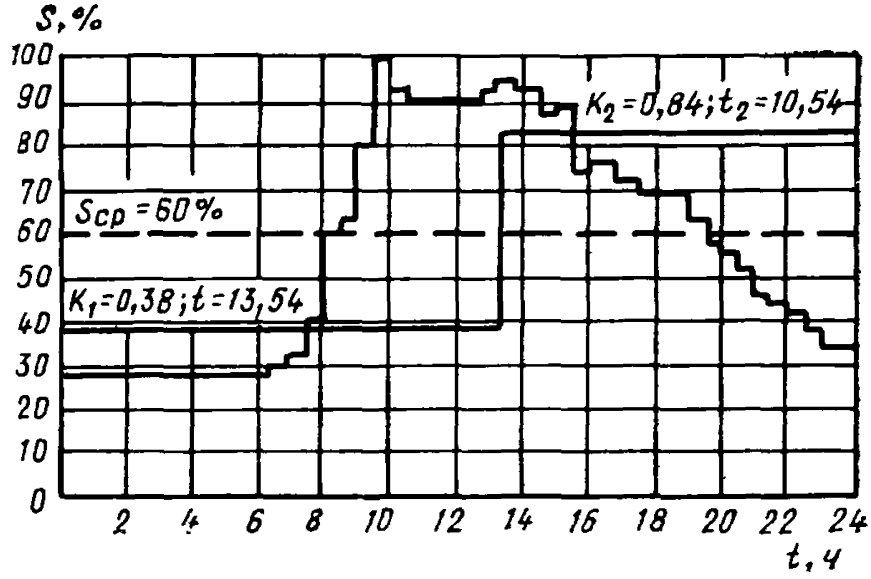


Рис. 9. Графики нагрузки столовой (с электрическими плитами)

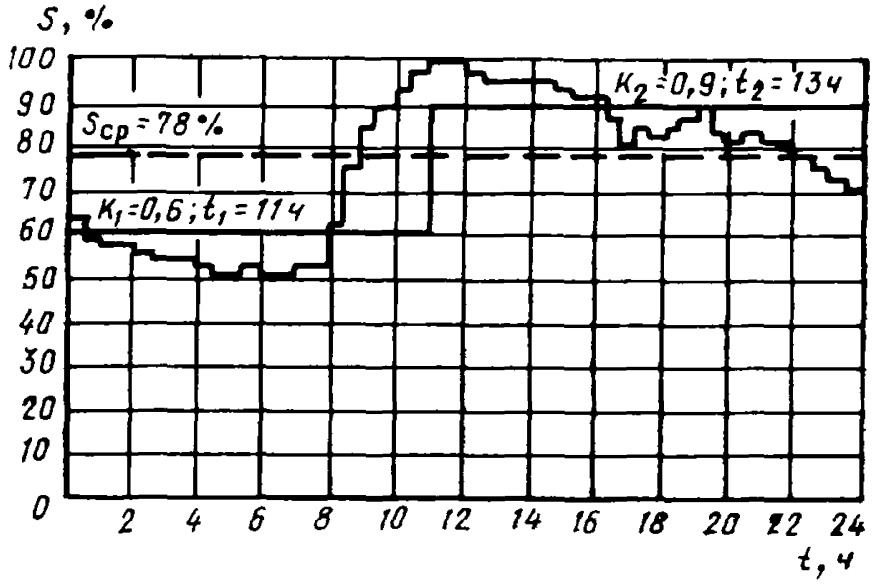


Рис. 10. Графики нагрузки ресторана (с электрическими плитами)

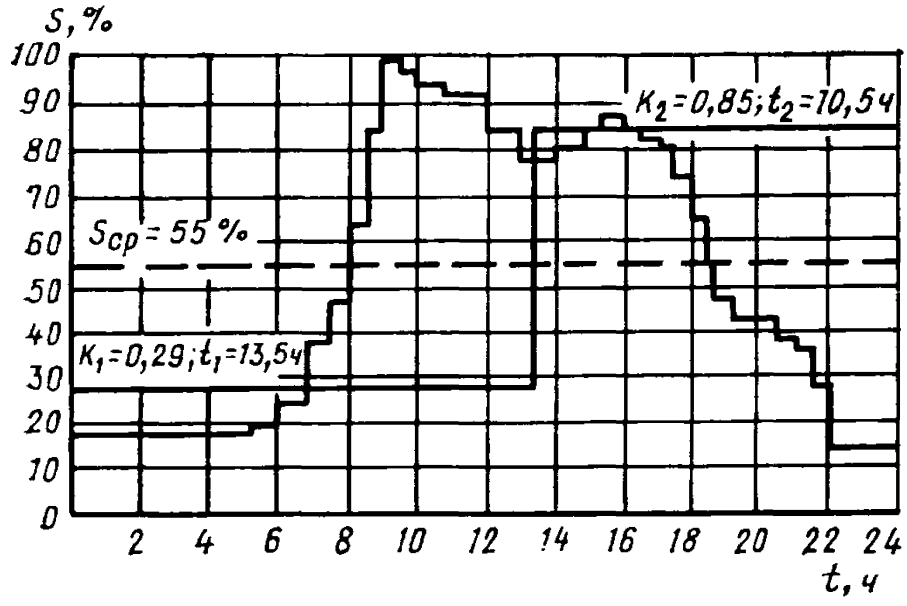


Рис. 11. Графики нагрузки административного здания

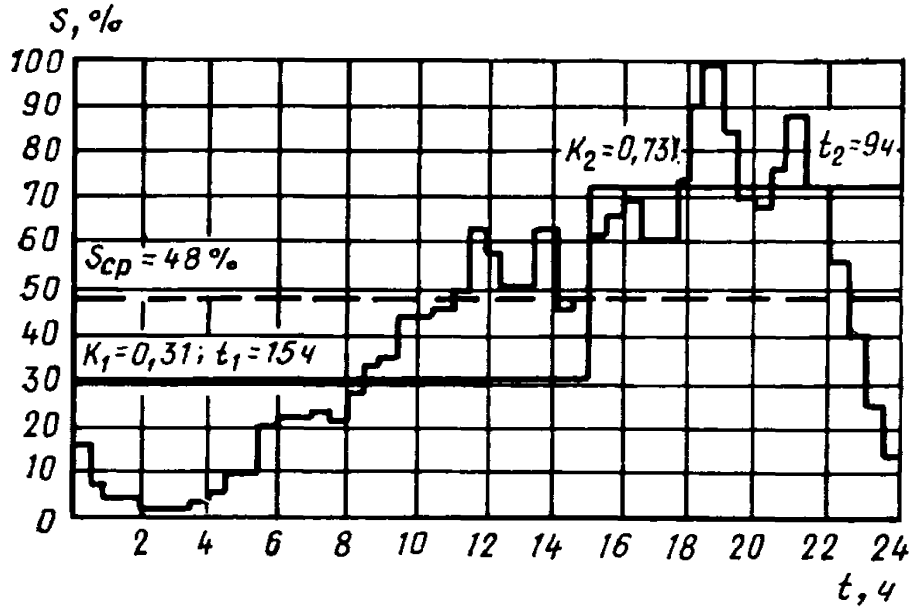


Рис. 12. Графики нагрузки кинотеатра

Пример 1. Определить расчетную нагрузку линии 0,4 кВ, к которой подключены жилые дома с плитами на сжиженном газе с нагрузкой 61,2 кВт и продовольственный магазин, работающий в одну смену, с нагрузкой 12,8 кВт.

Решение. Расчетную нагрузку линии 0,4 кВ определяем по формуле

$$P_{\text{р}} = P_{\text{ж.д}} + KP_{\text{пр.м}} = 61{,}2 + 0{,}5 \cdot 12{,}8 = 67{,}6 \text{ кВт},$$

где 61,2 — наибольшая нагрузка (в нашем случае нагрузка жилых домов); 0,5 — коэффициент участия в максимуме наибольшей нагрузки; 12,8 — нагрузка магазина.

Для определения расчетной нагрузки линии, кВ·А, необходимо учесть коэффициенты реактивной нагрузки, принимаемые для жилых домов по табл. 3, а для магазина — по табл. 5 ВСН 97-83. Тогда получим суммарную реактивную нагрузку линии — $61{,}2 \cdot 0{,}29 + 6{,}4 \cdot 0{,}7 = 22{,}2$ квар, где 0,29 и 0,7 — коэффициенты реактивной нагрузки. Общий коэффициент реактивной нагрузки линии составит $22{,}2 : 67{,}6 = 0{,}33$, а полная нагрузка линии — $67{,}6 : 0{,}95 = 71{,}1$ кВ·А, где 0,95 — коэффициент мощности, соответствующий коэффициенту реактивной нагрузки, равному 0,33.

1.13. Ориентировочная нагрузка микрорайона (квартала), приведенная к шинам 0,4 кВ ТП, определяется в соответствии с п. 2.11 ВСН 97-83.

Пример 2. Определить ориентировочную нагрузку микрорайона на шинах 0,4 кВ ТП, в котором будут построены жилые дома высотой 12—16 этажей с электроплитами. Общая площадь квартир жилых домов $A = 250$ тыс. м². Кроме предприятий торговли, общественного питания, аптек и других учреждений микрорайонного значения предполагается построить кинотеатр на 1200 зрителей и поликлинику на 750 посещений в смену.

Решение.

$$P_{\text{р.м.р}} = (P_{\text{уд.ж.д}} + P_{\text{уд.общ.зд}})\, A \cdot 10^3 + K_1 P_{\text{уд.к.т}} n_1 + K_2 P_{\text{уд.п}} n_2,$$

где A — общая площадь квартир жилых домов, м²; $P_{\text{уд.ж.д}}$ — из табл. 4 ВСН 97-83 — 21,5 Вт/м² общей площади; $P_{\text{уд.общ.зд}}$ — из п. 2.11 ВСН 97-83 — 2,6 Вт/м² общей площади; $P_{\text{уд.к.т}}$ — из табл. 5 ВСН 97-83 — 0,12 кВт/место; n_1 — количество мест в кинотеатре; $P_{\text{уд.п}}$ — из табл. 5 ВСН 97-83 — 0,15 кВт/посещение в смену; n_2 — количество посещений в смену в поликлинике; K_1 и K_2 — из табл. 6 ВСН 97-83 — соответственно 0,9 и 0,7; $P_{\text{р.м.р}} = (21{,}5 + 2{,}6) 250 \cdot 10^3 + 0{,}9 \cdot 0{,}12 \cdot 1200 + 0{,}7 \cdot 0{,}15 \cdot 750 = 6025 + 130 + 79 = 6234$ кВт или 6632 кВ·А.

Из примера видно, что нагрузка общественных зданий районного и городского значения составляет около 3,5 % нагрузки жилой застройки. В то же время нагрузка жилой застройки, подсчитанная по укрупненным показателям, превышает расчетную нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП более чем на 3,5 %. Отсюда можно сделать вывод, что в ориентировочных расчетах нагрузки районов массового строительства можно не учитывать нагрузку общественных зданий районного и городского значения, если известно, что там не будут размещаться вузы, НИИ, крупные универмаги и другие значительные по объему и нагрузке сооружения.

НАГРУЗКИ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 10(6) — 20 кВ И ЦЕНТРОВ ПИТАНИЯ

1.14. Расчетные нагрузки городских распределительных сетей напряжением 10(6)—20 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок, принимаемый по табл. 7 ВСН 97-83. Коэффициент мощности для линий 10(6)—20 кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 (коэффициент реактивной нагрузки 0,43).

Пример 1. Определить ориентировочную нагрузку сети напряжением 0,4 и 10 кВ микрорайонов, в которых будут построены дома с электроплитами общей площадью 500 тыс. м², а также количество ТП — 2·630 кВ·А для обеспечения питания этой нагрузки.

Решение 1. Определяем ориентировочную нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП микрорайонов аналогично примеру к п. 1.13 Пособия.

$$P_{\text{р.м.р}} = (21{,}5 + 2{,}6)\,500 = 12\,050 \text{ кВт}$$

или 12 819 кВ·А при $\cos\varphi = 0{,}94$.

2. Определяем ориентировочное количество ТП — 2·630 кВ·А для обеспечения питания нагрузки данных микрорайонов:

$n = S_{\text{р.ж.р}}/1000 = 12\,819/1000 = 13$ ТП или 26 трансформаторов,

где 1000 — оптимальная нагрузка ТП, кВ·А.

3. Определяем ориентировочную нагрузку на шинах напряжением 10 кВ РП.

$$S_{\text{рп}} = 12\,050/0{,}92 \cdot 0{,}7 = 9168 \text{ кВ·А},$$

где 0,7 — коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов (из табл. 7 ВСН 97-83).

1.15. Определение расчетных нагрузок на шинах напряжением 10(6)—20 кВ ЦП следует производить с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий, питающихся от ЦП самостоятельными линиями, умножением их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов, принимаемый по табл. 8 ВСН 97-83.

Пример 2. Определить нагрузку на шинах 10 кВ ЦП, к которому присоединены: жилой район с газовыми плитами в квартирах с суммарной нагрузкой 40 тыс. кВ·А — 85 трансформаторов 10/0,4 кВ; мелкопромышленные предприятия (двухсменная работа) с суммарной нагрузкой 14 тыс. кВ·А — 30 трансформаторов 10/0,4 кВ; промышленные предприятия (двухсменная работа) с суммарной нагрузкой 18 тыс. кВ·А.

Решение 1. Нагрузка жилого района на шинах 10 кВ ЦП составит

$$S_{ж.р} = 40 \cdot 0{,}7 = 28 \text{ тыс. кВ·А},$$

где 0,7 — коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов 10/0,4 кВ, принимаемый по табл. 7 ВСН 97-83.

2. Нагрузка мелкопромышленных предприятий на шинах 10 кВ ЦП составит

$$S_{м.п} = 14 \cdot 0{,}55 = 7{,}7 \text{ тыс. кВ·А},$$

где 0,55 — коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов 10/0,4 кВ (по табл. 7 ВСН 97-83).

3. Суммарная нагрузка на шинах 10 кВ ЦП составит: в период вечернего максимума: $S_в = (28+7{,}7+18)0{,}8 = 43$ тыс. кВ·А, в период утреннего максимума $S_у = (28+7{,}7+18)0{,}75 = 40$ тыс. кВ·А, где 0,8 и 0,75 — коэффициенты совмещения максимумов нагрузок жилого района и промышленных предприятий для отношения нагрузки промышленных предприятий (25,7 тыс. кВ·А) к нагрузке жилого района (28 тыс. кВ·А), равной 90 %, принимаемые по табл. 8 ВСН 97-83.

Пример 3. Определить нагрузку на шинах 10 кВ ЦП по данным примера 2 при условии односменной работы мелкопромышленных предприятий.

Суммарная нагрузка на шинах 10 кВ ЦП составит $S_в = (28+7{,}7+18)0{,}7 = 37{,}5$ тыс. кВ·А, где 0,7 — коэффициент совмещения максимумов нагрузок жилого

района и промышленных предприятий для вечернего максимума определен интерполяцией в диапазоне 0,55—0,8 по табл. 8 ВСН 97-83.

В данном случае вечерний максимум получился меньше утреннего.

Примечание. К промышленным предприятиям относятся потребители, питающиеся от шин напряжением 10 кВ ЦП по самостоятельным линиям. При определении коэффициентов совмещения максимумов нагрузок городских электрических сетей и промышленных предприятий на шинах ЦП рекомендуется нагрузки мелкопромышленных предприятий, питающихся по городской распределительной сети, суммировать с нагрузкой промышленных предприятий, как это сделано в рассмотренных выше примерах.

1.16. Для ориентировочной оценки электропотребления и электрической нагрузки города (района), поселка в табл. 2 приведено удельное электропотребление на коммунально-бытовые нужды и годовое число часов использования максимума электрической нагрузки.

Таблица 2

Уровень электропотребления	Удельное электропотребление кВт·ч/год на 1 человека		Годовое число часов использования максимума электрической нагрузки	
	на первую очередь	на расчетный срок генплана	на первую очередь	на расчетный срок генплана
I уровень. Здания, не оборудованные электроплитами (газ, твердое топливо):				
в городах:				
крупнейших	1500	2050	5000	5200
крупных	1370	1870	5000	5200
больших	1250	1700	5000	5200
средних	1130	1530	5000	5200
малых	1000	1360	5000	5200
в поселках	650	950	3900	4100
II уровень. Здания, оборудованные электроплитами:				
в городах:				
крупнейших	2000	2500	5100	5300
крупных	1820	2300	5100	5300
больших	1650	2100	5100	5300
средних	1500	1900	5100	5300
малых	1320	1680	5100	5300
в поселках	1050	1350	4200	4400

Примечания: 1. В состав коммунально-бытовых потребителей входят: жилые дома, общественные здания зрелищного, лечебного, учебного, административного и прочего назначения, коммуналь-

Продолжение табл.

ные предприятия, наружное освещение, электротранспорт (без метрополитена), объекты водоснабжения, канализации и теплоснабжения.

2. Приведенные данные не учитывают применения в жилых зданиях электрического кондиционирования, электроводонагрева и электроотопления.

3. Годовое число часов использования максимума электрической нагрузки приведено к шинам ЦП.

НАГРУЗКИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ОДНОЭТАЖНОЙ ЗАСТРОЙКИ

1.17. В районах существующей одноэтажной индивидуальной застройки нагрузки изменяются в широком диапазоне в зависимости от ряда факторов социального и экономического характера, что вызывает необходимость проведения специального обследования.

1.18. Если в результате обследования выявлено, что фактические электрические нагрузки существенно (не менее чем на 30 %) ниже нормативов ВСН 97-83 и СН 544-82, допускается в соответствии с п. 2.14 ВСН 97-83 расчетные электрические нагрузки принимать по замерам с учетом естественного годового прироста.

Коэффициенты к нагрузкам трансформаторов в районах одноэтажной и многоэтажной застройки, полученным в результате замеров токоизмерительными клещами в период вечернего зимнего максимума рабочего дня недели, даны в табл. 3.

1.19. На основании результатов замеров определяется понижающий коэффициент, который вводится к удельным нагрузкам табл. 1 ВСН 97-83 (ко всей шкале).

Коэффициент определяется по формуле

$$K = 1{,}2P_{\text{ф кв.уд.}}/P_{\text{норм.кв.уд.}},$$

где $P_{\text{ф.кв.уд}}$ — фактическое среднее значение удельной нагрузки квартиры (дома), полученное в результате деления замеренной в часы вечернего зимнего максимума нагрузки линии напряжением 0,4 кВ или ТП на число присоединенных к линии или ТП квартир (домов), кВт/квартиру. $P_{\text{норм.кв.уд}}$ — нормируемая нагрузка квартиры по табл. 1 ВСН 97-83, кВт/кв.

1.20. Для точных расчетов число квартир (домов) определяется по данным бюро технической инвентаризации города (района) или поселка.

1.21. В ориентировочных расчетах сетей число присоединенных квартир допускается определять путем умножения числа присоединенных домов на коэффициент семейности (K_c). Коэффициент семейности в свою оче-

Таблица 3

Тип застройки и уровень электрификации	Климатические зоны	Коэффициенты к нагрузкам трансформаторов, полученных токоизмерительными клещами в период времени, ч											
		17^{00}	17^{30}	18^{00}	18^{30}	19^{00}	19^{30}	20^{00}	20^{30}	21^{00}	21^{30}	22^{00}	22^{30}
Многоэтажная застройка с электрическими плитами	Центральная часть СССР и Сибирь	1,8	1,65	1,4	1,3	1,2	1,12	1,08	1,03	1	1,05	1,1	1,3
	Средняя Азия	2,3	2,2	2	1,7	1,6	1,5	1,3	1,02	1	1,02	1,05	1,1
	Заполярье	1,4	1,35	1,3	1,2	1,15	1,06	1,04	1,03	1	1,03	1,1	1,2
То же, с плитами на природном газе	Центральная часть СССР и Сибирь	1,6	1,4	1,3	1,1	1,05	1,02	1	1,03	1,2	1,4	1,5	1,7
	Средняя Азия	2,6	2,3	2,1	1,8	1,5	1,2	1	1,03	1,15	1,3	1,4	1,5
	Заполярье	1,3	1,2	1,15	1,1	1,05	1,03	1	1,03	1,1	1,15	1,2	1,25
Одноэтажная застройка с плитами на твердом топливе	Сибирь	2	1,85	1,7	1,4	1,2	1,1	1,05	1	1	1	1,1	1,2
	Средняя Азия	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	Заполярье	1,35	1,3	1,25	1,2	1,15	1,1	1,07	1,05	1	1,05	1,1	1,2
Одноэтажная застройка с плитами на сжиженном и природном газе	Центральная часть СССР и Сибирь	2,2	1,9	1,6	1,3	1,1	1,08	1,03	1	1,01	1,05	1,1	1,2
	Средняя Азия	2,5	2,3	2	1,8	1,6	1,1	1,1	1,02	1	1,01	1,02	1,05

Примечания: 1. Коэффициенты представляют собой отношение максимальной суточной получасовой нагрузки трансформаторов к текущей получасовой нагрузке в часы вечернего максимума.

2. Указанные коэффициенты применимы для ТП микрорайонов, в которых доля нагрузки общественных зданий (школ, детских учреждений, магазинов и др.) не превышает 20—25 % суммарной нагрузки ТП.

редь определяется путем деления общего числа квартир (семей), проживающих в индивидуальных одноэтажных домах, на число этих домов. Число квартир (семей) и домов принимается по форме № 18 статистического управления МЖКХ РСФСР и другим аналогичным формам.

Как правило, коэффициент семейности K_c находится в пределах 1,1÷1,2.

1.22. Данные эксплуатационных замеров нагрузок следует проанализировать за несколько лет с целью выявления наибольших значений. Для большей достоверности определение фактических нагрузок рекомендуется производить на основе жилого района, питающегося от нескольких ТП (не менее 3-х). При этом районы могут быть как смежные, так и изолированные друг от друга.

Пример. В городе С для определения фактического уровня электрических нагрузок выбран район одноэтажной индивидуальной застройки с домами, оборудованными плитами на твердом топливе.

В районе отсутствуют общественные здания и какие-либо другие сосредоточенные нагрузки. Район питается от трех ТП (№ 1, 2, 3). Результаты эксплуатационных замеров нагрузок в часы вечернего зимнего максимума,

Таблица 4

Показатели	Единица измерения	Номер ТП		
		1	2	3
А. Исходные данные				
Нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП в часы вечернего зимнего максимума, P	кВт	148	88	172
Количество присоединенных к ТП одноэтажных жилых домов, $n_д$	шт.	260	140	330
То же, квартир, $n_{кв}$	»	300	160	380
Б. Расчетные показатели				
Фактическая нагрузка квартиры, $P_{ф\,кв.уд}$	кВт/кв	0,5	0,55	0,45
Нормируемая нагрузка квартиры (табл. 1 ВСН 97-83), $P_{нор.кв.уд}$	»	0,725	0,77	0,7
Коэффициент, K	—	0,83	0,86	0,77

Примечание. Среднеарифметическое значение коэффициента к шкале нормируемых значений электрических нагрузок

$$K = (0{,}83 + 0{,}86 + 0{,}77)/3 = 0{,}82.$$

число присоединенных домов и квартир и результаты расчета фактических нагрузок и коэффициента приводятся в табл. 4.

Таким образом, при расчете электрических сетей в районах существующей одноэтажной застройки города С к шкале удельных нагрузок табл. 1 ВСН 97-83 следует ввести коэффициент $K=0{,}82$ и пользоваться приводимой ниже, в табл. 5, измененной шкалой удельных расчетных нагрузок, кВт/кв.

Таблица 5

Потребители электроэнергии	Число квартир						
	1—3	6	9	12	15	18	24
Квартиры с плитами на твердом топливе	4,1	2,1	1,6	1,3	1,2	1,1	0,9

Продолжение табл. 5

Потребители электроэнергии	Число квартир					
	40	60	100	200	400	600
Квартиры с плитами на твердом топливе	0,8	0,7	0,65	0,6	0,57	0,56

2. МЕТОДИКА ВЫБОРА ТРАНСФОРМАТОРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. В городских распределительных сетях в зависимости от требуемой надежности электроснабжения и плотности нагрузки применяются однотрансформаторные и двухтрансформаторные ТП с трансформаторами мощностью от 100 до 630 кВ·А (пп. 4.30, 4.31, 4.40, 4.41 ВСН 97-83).

Условия резервирования элементов распределительной сети в ВСН 97-83 определены в зависимости от категорийности электроприемников потребителей рассматриваемого района, уровня электрификации быта, этажности жилых домов и других факторов.

2.2. В резервируемой сети при необходимости резервирования трансформаторной мощности выбор трансформаторов производится с учетом допустимой пере-

грузки в аварийном режиме. В нерезервируемой сети при выборе трансформаторов учитывается допустимая систематическая перегрузка (см. примеры 4 и 6 разд. 1 Пособия).

2.3. В условиях заданной оптимальной мощности трансформаторов распределительной сети при данной плотности нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП (см. п. 4.40, 4.41 ВСН 97-83) задача выбора трансформаторов сводится к определению количества ТП в рассматриваемом районе (квартале, микрорайоне) города или поселка.

НАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.4. Нагрузку силовых трансформаторов ТП, питающих жилые и общественные здания, производственные, смешанные (жилые, общественные и производственные) и другие виды нагрузок с осенне-зимним максимумом следует определять с учетом перегрузки трансформаторов, регламентируемой п. 4.37 ВСН 97-83 и ГОСТ 14209—85 в зависимости от графика нагрузки и температуры охлаждающей среды.

Примечание. В состав производственных потребителей входят предприятия, подключенные к шинам низшего напряжения ТП совместно с жилыми и общественными зданиями.

2.5. Допустимая перегрузка трансформатора в долях от его номинальной мощности и предельная нагрузка приведены в табл. 6 в зависимости от:

уровня электрификации быта (I — уровень — жилые дома с плитами на твердом топливе и газе; II — уровень — жилые дома с электрическими плитами) и коэффициента заполнения графика нагрузки;

способа установки трансформаторов;

наличия резервирования по сети низшего напряжения (линий и трансформаторов).

2.6. Допустимая систематическая перегрузка трансформаторов зависит от условий регулирования напряжения в сети. Систематические перегрузки трансформаторов в табл. 6 допускаются при наличии встречного регулирования напряжения на шинах ЦП, нормированных потерях напряжения в распределительной сети и оптимальном использовании ответвлений трансформаторов ТП. При других неблагоприятных условиях регулирования напряжения систематические перегрузки должны быть снижены по сравнению со значениями, приведенными в табл. 6.

Таблица 6

Этажность застройки	Уровень электрификации быта	Коэффициент заполнения графика до	Мощность трансформатора, кВ·А	Установка трансформатора	Схема сети низшего напряжения	Допустимая перегрузка трансформатора в долях от номинальной				Предельная нагрузка трансформатора, кВ·А			
						систематическая		послеаварийная		систематическая		послеаварийная	
						при напряжении, кВ				при напряжении, кВ			
						6	10	6	10	6	10	6	10
1—2	I, II	0,55	100	открытая	нерезервируемая	1,6	1,7	—	—	160	170	—	—
			160	»	»	1,6	1,7	—	—	256	270	—	—
			160	закрытая	»	1,5	1,6	—	—	240	255	—	—
			250	»	»	1,5	1,6	—	—	375	400	—	—
3—5	I	0,55	160	открытая	»	1,6	1,7	—	—	255	270	—	—
			160	закрытая	»	1,5	1,6	—	—	240	256	—	—
			250	»	»	1,5	1,6	—	—	375	400	—	—
			400	»	»	1,5	1,6	—	—	600	640	—	—
	I, II		400	»	резервируемая	—	—	1,7	1,8	—	—	680	720
5—9	I, II	0,55	630	закрытая	»	—	—	1,7	1,8	—	—	1070	1135
	II	0,6*	630	»	»	—	—	1,6	1,7	—	—	1010	1070
12 и более	II	0,6	2×630	закрытая	»	—	—	1,6	1,7	—	—	1010	1070
	II	0,7*	2×630	»	»	—	—	1,5	1,6	—	—	945	1000

* При доле общественных зданий с утренним максимумом более 20 % в общей нагрузке ТП (школы, детские ясли-сады, кафе, столовые, универсамы, поликлиники и др.).

Примечания: 1. Допустимые нагрузки трансформаторов даны для местностей со среднегодовой температурой до +5 °С. В местностях со среднегодовой температурой более +5 °С перегрузки должны быть уменьшены на 1 % на каждый 1 °С сверх 5 °С.

2. Систематические перегрузки трансформаторов следует принимать с учетом п. 2.6 данного Пособия.

2.7. Количество квартир, которое рекомендуется подключать к ТП, дано в табл. 7 в зависимости от уровня электрификации быта, оптимальной мощности и допускаемой перегрузки трансформатора. При этом в нерезервируемой сети количество квартир следует принимать с учетом допускаемой систематической перегрузки трансформатора (см. табл. 6). В резервируемой сети при однотрансформаторных ТП количество квартир принимается при загрузке трансформатора на 100 %. Если все потребители одной ТП резервируются от одного трансформатора другой ТП, то количество подключаемых квартир регламентируется предельной послеаварийной нагрузкой трансформатора, приведенной в табл. 6. Последнее относится и к двухтрансформаторным ТП.

Таблица 7

Уровень электрификации быта	Мощность трансформатора, кВ·А	Число квартир, подключаемых к ТП при загрузке трансформаторов					
		100 %	120 %	150 %	160 %	170 %	180 %
Дома с плитами на природном газе	100	185	200	225	250	275	—
	160	250	300	400	440	480	—
	250	440	525	625	700	775	—
	400	700	900	1200	1275	1350	1425
	630	1275	1500	1875	2000	2125	2250
Дома с плитами на твердом топливе и сжиженном газе	100	125	150	175	200	225	—
	160	175	200	250	275	300	—
	250	275	325	425	475	500	—
	400	475	575	800	900	975	1025
Дома с электрическими плитами	100	85	100	130	150	160	—
	160	125	135	175	200	215	—
	250	200	250	300	350	375	—
	400	350	425	550	600	600	—
	630	600	700	925	1000	1075	—

Примечание. В таблице принято, что нагрузка общественных зданий составляет до 20 % нагрузки ТП. В районах одно-, двухэтажной застройки с газовыми плитами при мощности трансформаторов 100 кВ·А нагрузка общественных зданий минимальна или отсутствует вообще.

3. ВЫБОР СИСТЕМЫ НАПРЯЖЕНИЙ

3.1. Система напряжений выбирается с учетом перспективы развития города и поселка в пределах расчет-

ного срока их генерального плана и системы напряжений, принятой в данной энергосистеме (пп. 3.1—3.8 ВСН 97-83).

При этом должен выполняться основной принцип развития сети: повышение напряжения распределительной сети до оптимального значения (0,38, 10, 110 кВ) и сокращение числа промежуточных трансформаций. Сохранение нерациональной системы напряжений при росте нагрузки приводит к существенному увеличению потерь электроэнергии и перерасходу дефицитного электрооборудования.

3.2. В распределительных сетях энергосистем наибольшее распространение имеет напряжение 110 кВ и в меньшей степени напряжение 220 кВ. Последнее развивается в отдельных крупнейших городах. Для большинства городов и поселков оптимальной является система напряжений 110/10/0,38 кВ, которая должна внедряться в проектах.

3.3. В настоящее время в городах и поселках страны больше половины распределительных сетей среднего напряжения работает на 6 кВ. В нескольких городах в районах старой застройки низковольтные распределительные сети имеют напряжение 127 В.

В условиях роста электрических нагрузок элементов городской распределительной сети основным и наиболее эффективным мероприятием, обеспечивающим повышение пропускной способности линий и снижение потерь электроэнергии является перевод сети на повышенное напряжение. Перевод сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ позволяет повысить пропускную способность линий в 1,5 раза и одновременно снизить потери электроэнергии в 2 раза.

Перевод сетей 127 В на напряжение 220 В приводит к снижению потерь в 3 раза, а главное, позволяет отказаться от производства электробытовых приборов и ламп на номинальное напряжение 127 В.

3.4. В настоящее время теоретически и практически решены все вопросы перевода сетей 127 В на 220 В и сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ. Главной задачей, которая должна решаться в проектах, является широкое и повсеместное внедрение напряжения 10 кВ в распределительных сетях городов и поселков страны. Сроки перевода существующих сетей 6 кВ на 10 кВ в основном определяются наличием напряжения 10 кВ на ЦП и на-

личием необходимого количества трансформаторов 10/0,4 кВ у сетевого предприятия. В последнее время в большинстве энергосистем все новые подстанции сооружаются с низшим напряжением 10 кВ. При наличии в районе одного ЦП для перевода сети 6 кВ на 10 кВ необходима установка на подстанции трансформаторов с двумя низшими напряжениями 6 и 10 кВ.

3.5. Условия использования существующих кабелей 6 кВ на напряжении 10 кВ определены Решением № Э—8/81 от 08.06.81 Главтехуправления Минэнерго СССР. В городах и поселках коммунально-бытовые и крупнопромышленные потребители, как правило, питаются от одних и тех же ЦП. До последнего времени основной причиной сохранения напряжения 6 кВ или его применения для новых промышленных предприятий являлось отсутствие высоковольтных электродвигателей на напряжение 10 кВ. В настоящее время на ЛПЭО «Электросила» освоено производство асинхронных трехфазных двигателей серии А4, АК4 и ДА304 на напряжение 10 кВ общепромышленного применения.

Двигатели с короткозамкнутым ротором серий А4 и ДА304 предназначены для привода различных механизмов, не требующих регулирования частоты вращения (насосы, вентиляторы, дымососы и др.).

Двигатели с фазным ротором серии АК4 предназначены для привода механизмов, требующих регулирования частоты вращения, а также механизмов с тяжелыми условиями пуска.

Основные технические данные двигателей 10 кВ приведены в табл. 8.

Таблица 8

Тип двигателя	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	КПД, %	cos φ
А. Двигатели с короткозамкнутым ротором				
А4-85/43-4УЗ	630	1500	94,5	0,87
А4-85/49-4УЗ	800	1500	95	0,88
А4-85/50-6УЗ	500	1000	94,4	0,84
А4-85/54-6УЗ	630	1000	94,6	0,85
А4-85/62-8УЗ	500	750	94,1	0,81
ДА304-85/43-4У1	500	1500	94	0,85
ДА304-85/49-4У1	630	1500	94,5	0,86
ДА304-85/50-6У1	400	1000	93,9	0,81
ДА304-85/54-6У1	500	1000	94,2	0,83
ДА304-85/62-8У1	400	750	93,8	0,78

Продолжение табл. 8

Тип двигателя	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	КПД, %	cos φ
Б. Двигатели с фазным ротором				
АК4-85/43-4УЗ	630	1500	94,3	0,88
АК4-85/49-4УЗ	800	1500	94,7	0,89
АК4-85/50-6УЗ	500	1000	93,9	0,85
АК4-85/54-6УЗ	630	1000	94	0,86
АК4-85/62-8УЗ	500	750	94	0,82

4. СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1. На основании исследований надежности и экономичности городских распределительных кабельных

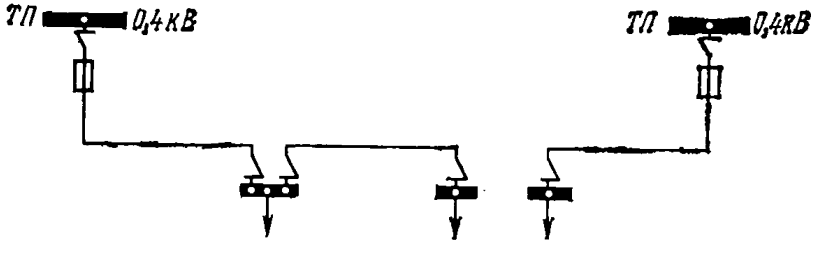


Рис. 13. Радиальная схема распределительной сети напряжением 0,4 кВ

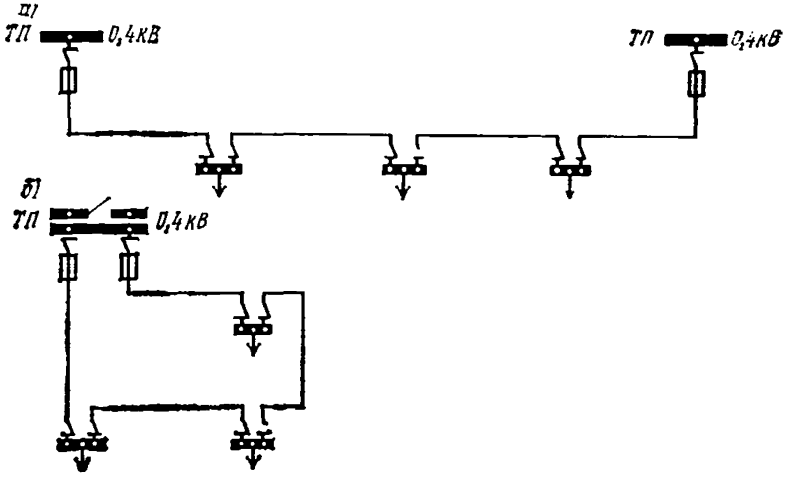


Рис. 14. Петлевая схема распределительной сети напряжением 0,4 кВ с питанием от: а) разных ТП, б) одной ТП

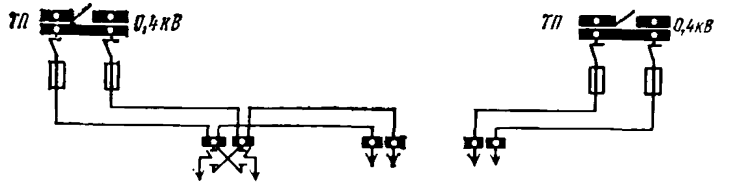


Рис. 15. Двухлучевая схема распределительной сети напряжением 0,4 кВ с односторонним питанием от одной ТП

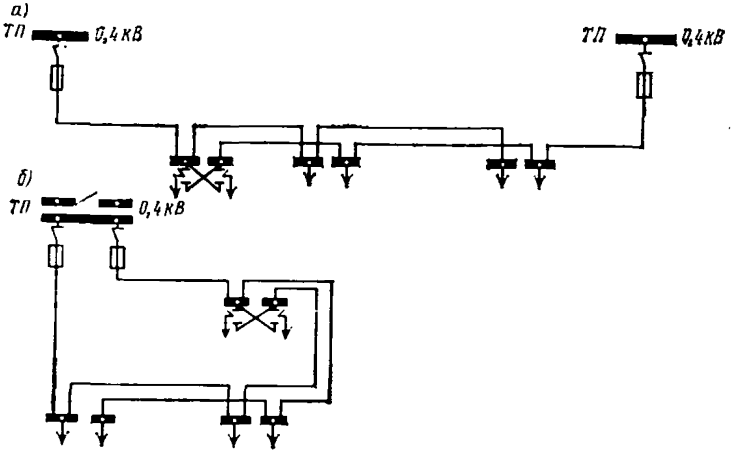


Рис. 16. Двухлучевая схема распределительной сети напряжением 0,4 кВ с двусторонним питанием от: а) разных ТП, б) одной ТП

сетей, на основе расчетов их надежности и экономичности, выполненных ВНИИЭ и Гипрокоммунэнерго, разработаны рекомендации по применению схем в городах и поселках.

4.2. В качестве расчетных схем распределительных сетей напряжением 0,4 кВ рассмотрены: радиальная (рис. 13), петлевая с питанием от одной и разных ТП (рис. 14), двухлучевая с односторонним питанием от одной ТП (рис. 15), двухлучевая с двусторонним питанием от одной и разных ТП (рис. 16), двухлучевая с перемычкой от одной и разных ТП (рис. 17). ТП принимались типовые (единой серии) с одним и двумя трансформаторами мощностью 400 и 630 кВ·А.

4.3. На напряжении 10 кВ рассмотрены следующие схемы: петлевая (рис. 18), двухлучевая с односторонним

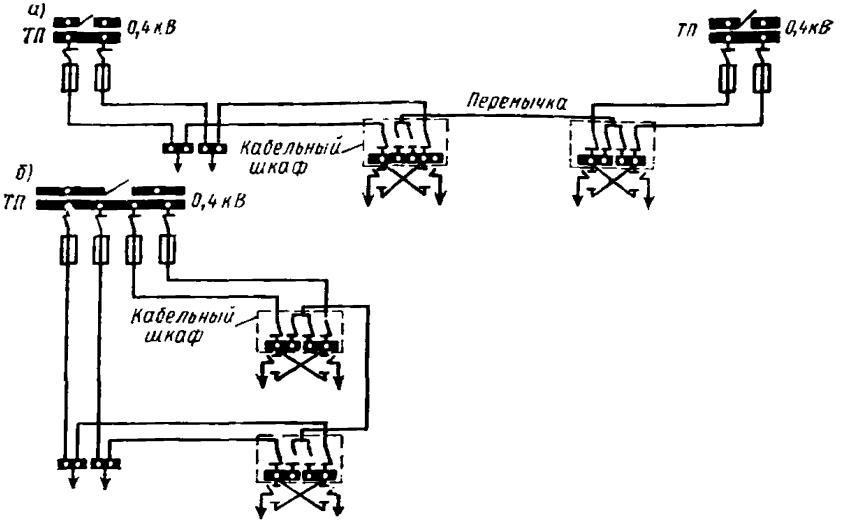


Рис. 17. Двухлучевая схема распределительной сети напряжением 0,4 кВ с перемычкой с питанием от: а) разных ТП. б) одной ТП

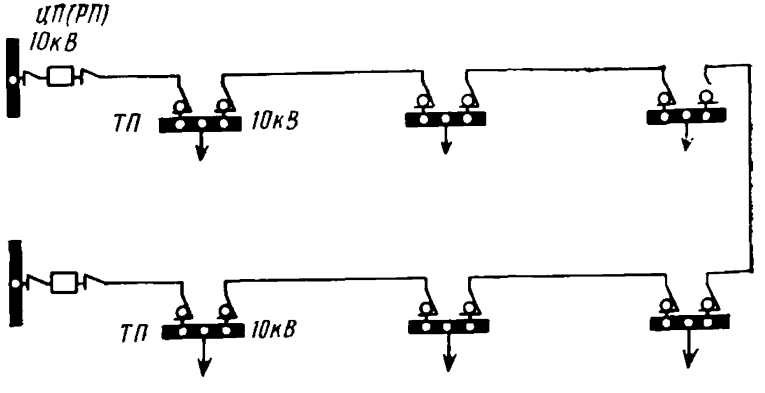


Рис. 18. Петлевая схема распределительной сети напряжением 10 кВ

питанием (рис. 19), двухлучевая с двусторонним питанием (рис. 20), комбинированная петлевая — двухлучевая (рис. 21) и трехлучевая (рис. 22) с питанием как от разных секций одного ЦП или РП, так и от разных ЦП и РП. Отличие двухлучевой схемы с двусторонним питанием от двухлучевой схемы с односторонним питанием заключается в том, что головные участки кабельной линии прокладываются по разным трассам и заводятся на ТП, находящиеся на разных концах линии, выполнен-

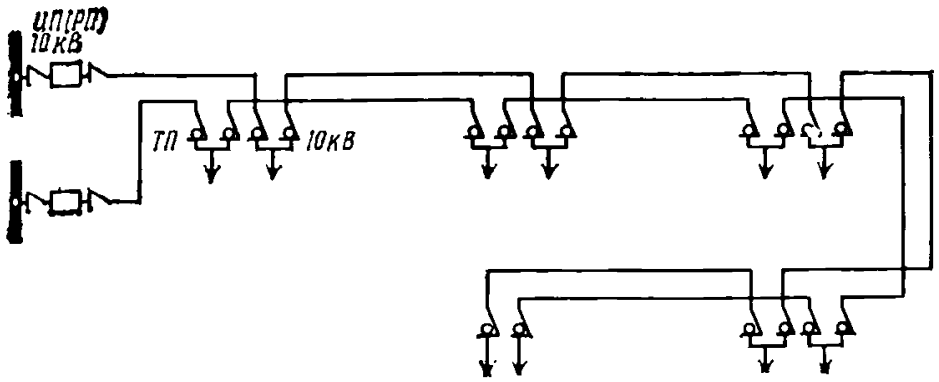


Рис. 19. Двухлучевая схема распределительной сети напряжением 10 кВ с односторонним питанием

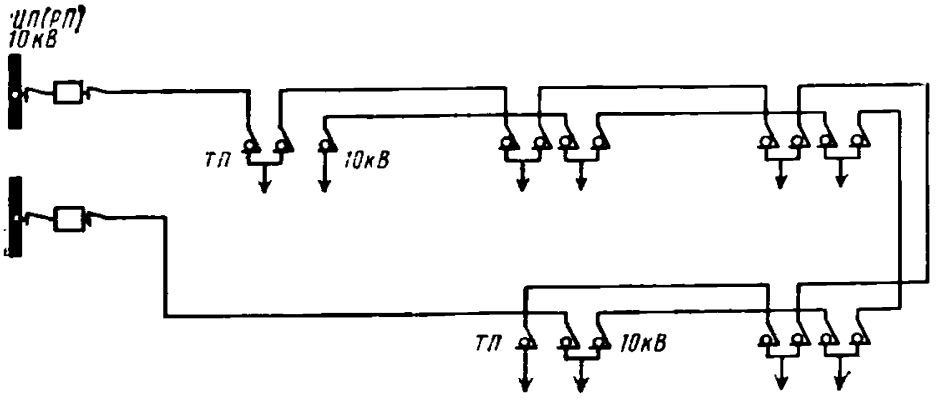


Рис. 20. Двухлучевая схема распределительной сети напряжением 10 кВ с двусторонним питанием

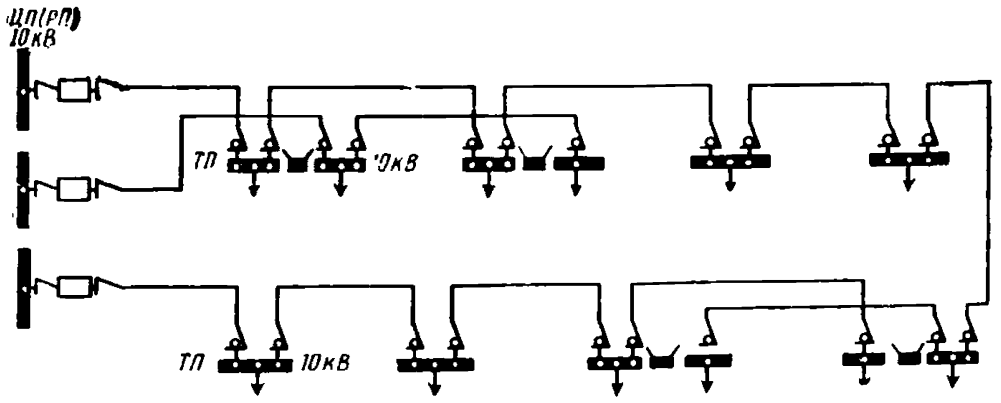


Рис. 21. Комбинированная двухлучевая-петлевая схема распределительной сети напряжением 10 кВ

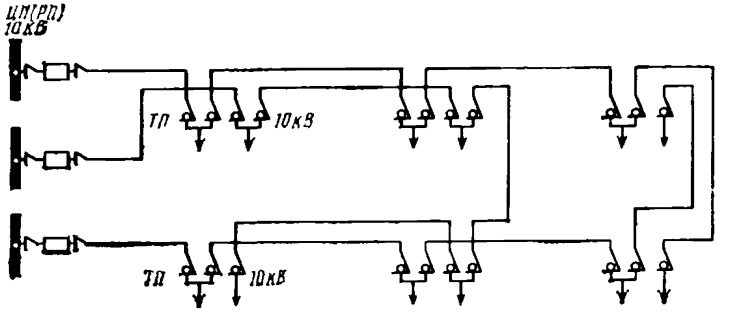


Рис. 22. Трехлучевая схема распределительной сети напряжением 10 кВ

ной по двухлучевой схеме. Комбинированная петлевая-двухлучевая схема представляет собой сочетание петлевой и двухлучевой с двусторонним питанием и по надежности превосходит петлевую схему и двухлучевую схему с односторонним питанием, а по экономичности — двухлучевые схемы, как с односторонним, так и с двусторонним питанием. Длина кабельных магистралей варьировалась от 2 до 6 км. РП принимались с одной системой сборных шин, секционированной выключателем с АВР и питанием секции по линии, состоящей из двух кабелей. Линии прокладываются по разным трассам.

4.4. В качестве исходных данных о надежности электроустановок городских электрических сетей использовались данные по ряду городов (Москва, Киев, Минск, Краснодар и др.). Учитывалась возможность изменения показателей надежности в достаточно широком диапазоне, характеризующем повышенный и пониженный уровень их надежности. Основные данные о надежности электроустановок приведены в табл. 9.

Повышенный уровень надежности соответствует показателям, достигнутым в ведущих энергосистемах. Пониженный уровень — соответствует показателям надежности энергосистем с низким уровнем эксплуатации и электросетей других ведомств. Коэффициент одновременности отказов двух кабельных линий K_o, представляющий собой отношение числа отказов одновременно двух кабельных линий к общему числу отказов этих линий для случая прокладки кабелей по разным трассам принимался равным нулю.

4.5. В основу подхода к решению поставленной зада-

Таблица 9

Наименование показателя	Вид электроустановки	Единица измерения	Значение показателя надежности	
			при повышенном уровне надежности	при пониженном уровне надежности
Частота отказов	Кабельные линии 10 кВ	1/км в год	0,07	0,18
	Кабельные линии 0,4 кВ	То же		0,16
	Трансформаторы ТП	1/год	0,002	0,003
	Секции шин 10 кВ ТП	То же		0,03
	Секции шин 0,4 кВ ТП	»		0,001
Коэффициент одновременности отказов	Две кабельные линии 10 кВ и 0,4 кВ	Относительные единицы	0,01	0,05
Относительная частота отказов а) при автоматическом отключении	Выключатели 10 кВ	То же		0,01
б) при автоматическом включении	То же	»	0,01	0,05
	Автоматы 0,4 кВ	»	0,05	0,1
Частота ремонтов	Кабельные линии 10 кВ	1/км в год		0,08
Средняя продолжительность ремонта	То же	год	0,016	0,072

чи положены требования п. 1.2.11. ПУЭ об обеспечении комплексного централизованного электроснабжения всех потребителей, расположенных в зоне действия электрических сетей, а также комплексный подход к выбору схем внешнего и внутреннего электроснабжения потребителей с учетом возможностей и экономической целесообразности технологического резервирования.

4.6. В качестве экономических показателей сетей рассматривались удельные капитальные вложения K и удельные приведенные затраты $З$, на кВт расчетной нагрузки на шинах напряжением 0,4 кВ ТП (см. разд. 7 Пособия).

4.7. В основу технико-экономического сопоставления различных схем положены требования ПУЭ в части уровня надежности электроснабжения в зависимости от категорийности электроприемников.

4.8. Для оценки надежности сетей, выполненных по различным схемам, приняты гарантированные длительности бесперебойного электроснабжения и электроснабжения без нарушения питания на время больше допустимого для электроприемников данного потребителя в соответствии с ПУЭ.

Гарантированные показатели надежности определялись с вероятностью 0,9, т. е. риск нарушения электроснабжения потребителей на время, превышающее допустимое, принимался равным 10 % или, что одно и то же, гарантированные длительности электроснабжения без нарушения питания на время, превышающее допустимое, определялись для девяти потребителей из десяти.

4.9. В ПУЭ в качестве допустимых расчетных длительностей нарушения электроснабжения приняты для электроприемников первой категории — время автоматического восстановления электроснабжения $\tau_а$; для электроприемников второй категории время, необходимое для восстановления электроснабжения путем оперативных переключений $\tau_о$; для электроприемников третьей категории — время, необходимое для восстановления электроснабжения путем аварийного ремонта $\tau_р$, но не более одних суток.

4.10. При определении гарантированных длительностей электроснабжения учитывались нарушения, связанные: с повреждением одного из элементов сети (кабельной линии, трансформатора, сборных шин или ячейки) в нормальном режиме работы сети; с повреждением одно-

го из элементов сети при нахождении другого элемента этой сети в предупредительном или аварийном ремонте; с одновременным повреждением двух кабельных линий, проложенных по общей трассе; с отказом в автоматическом отключении коммутационного аппарата при отключении им поврежденного элемента; с отказом в автоматическом включении коммутационного аппарата, на который действует устройство АВР.

4.11. Показатели надежности определялись как для потребителей, находящихся в средних с точки зрения надежности условиях, так и для потребителей, находящихся в предельных (наихудших) с точки зрения надежности условиях.

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ

4.12. В результате расчетов надежности распределительных сетей напряжением 0,4 и 10 кВ, выполненных по различным схемам, определены: гарантированная длительность бесперебойного электроснабжения потребителей $T_б$, (год) и гарантированные длительности электроснабжения потребителей без нарушения питания на время ремонта кабеля $T_р$, оперативных переключений $T_о$ и автоматических переключений $T_а$ (год).

4.13. Показатели надежности приведены в табл. 10—15 для повышенного и пониженного уровней надежности (в таблицах соответственно «высокого» и «низкого») электроустановок в соответствии с данными табл. 9. Показано изменение показателей надежности в зависимости (если она существенна) от величины коэффициента одновременности отказов двух кабельных линий, проложенных по одной трассе, $K_о$.

В табл. 11—15 до черты указаны значения показателя $T_р$, соответствующие продолжительности ремонта, равной неделе; после черты — месяцу.

4.14. Как это следует из табл. 11, область применения РП при условии прокладки питающих кабелей по разным трассам с точки зрения надежности электроснабжения потребителей ограничивается случаями вынужденного выполнения распределительной сети 10 кВ длинными линиями. В остальных случаях использование РП может быть обосновано только серьезными соображениями обеспечения соответствующих условий эксплуатации.

Таблица 10

Схема сети на напряжении 0,4 кВ	K_0 относительные единицы	Показатели надежности распределительной сети напряжением 0,4 кВ, год							
		при питании от одной ТП				при питании от разных ТП			
		$T_б$	$T_р$		$T_о$	$T_б$	$T_р$		$T_о$
			Уровень надежности				Уровень надежности		
			высокий	низкий			высокий	низкий	
Радиальная	0 0,01 0,05	2,6	2,6		—	2,6	2,6		—
Петлевая	0 0,01 0,05	2,6	2122 1169 418	471 399 247	2,6	2,2	1754 1053 402	391 339 223	2,2
Двухлучевая с односторонним питанием	0 0,01 0,05	2,6	4244 126 26	942 114 25	2,6 2,7 2,9	—	—	—	—
Двухлучевая с двусторонним питанием	0 0,01 0,05	1,7	8482	1884	1,7	—	—	—	—
Двухлучевая с перемычкой	0 0,01 0,05	2,6	∞		2,6	2,1	∞		2,1

Таблица 11

Схема сети на напряжении 10 кВ	$K_о$, относительные единицы	Показатели надежности распределительных сетей напряжением 10 кВ и ТП 10/0,4 кВ, год											
		при длине основной кабельной магистрали 2 км без дополнительных головных участков								при длине основной кабельной магистрали 3 км с дополнительными головными участками длиной 0,5 и 2 км			
		без РП								без РП			
		$T_б$		$T_р$		$T_о$		$T_а$		$T_б$		$T_р$	
		Уровень надежности											
		высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий
Петлевая	0	—	—	276/61	62/14	—	—	—	—	0,4	0,1	4,8/11	11/2,4
	0,01	1,0	0,4	247/60	58/14	1	0,4	—	—	—	—	47/11	11/2,4
	0,05	—	—	175/54	46/13	—	—	—	—	—	—	43/10	10/2,3
Двухлучевая с односторонним питанием	0	—	—	412/92	92/21	67	5,6	—	—	—	—	45/9,9	10/2,2
	0,01	0,6	0,3	34/27	13/8,5	24	4,1	0,7	0,3	0,2	0,1	11/5,8	3,6/1,6
	0,05	—	—	7,4/7	2,8/2,6	6,8	1,9	—	—	—	—	2,7/2,2	1,0/0,7
Двухлучевая с двусторонним питанием	0	—	—	—	—	67	5,5	—	—	—	—	—	—
	0,01	0,6	0,3	2061/458	462/103	28	4,3	0,7	0,3	0,2	0,1	329/73	74/16
	0,05	—	—	—	—	8,3	2,2	—	—	—	—	—	—
Трехлучевая	0	—	—			67	5,5	—	—	—	—	—	—
	0,01	0,6	0,3		—	39	4,7	0,7	0,3	0,2	0,1		∞
	0,05	—	—			15	2,9	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 11

Схема сети на напряжении 10 кВ	K_o, относительные единицы	Показатели надежности распределительных сетей напряжением 10 кВ и ТП 10/0,4 кВ, год при длине основной кабельной магистрали 3 км с дополнительными головными участками длиной 0,5 и 2 км											
		без РП				с РП							
		T_o		T_a		$T_б$		$T_р$		T_o		T_a	
		Уровень надежности											
		высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий
Петлевая	0	—	—	—	—	—	—	124/27	28/6,2	—	—	—	—
	0,01	0,4	0,2	—	—	0,2	0,1	118/27	27/6,1	0,7	0,3	0,3	0,1
	0,05	—	—	—	—	—	—	98/26	24/6	—	—	—	—
Двухлучевая с односторонним питанием	0	26	2,2	—	—	—	—	258/57	58/13	40	3,2	—	—
	0,01	9,5	1,6	0,3	0,1	0,2	0,1	21/17	7,9/5,3	15	2,4	0,2	0,1
	0,05	2,6	0,7	—	—	—	—	4,6/4,3	1,8/1,6	4,3	1,2	—	—
Двухлучевая с двусторонним питанием	0	26	2,1	—	—	—	—	—	—	40	3,2	—	—
	0,01	13	1,8	0,3	0,1	0,2	0,1	2061/458	462/103	16	2,5	0,2	0,1
	0,05	4,5	1,1	—	—	—	—	—	—	4,8	1,3	—	—
Трехлучевая	0	26	2,1	—	—	—	—	—	—	40	3,2	—	—
	0,01	14	2	0,3	0,1	0,2	0,1		∞	23	2,8	0,2	0,1
	0,05	4,8	1,6	—	—	—	—	—	—	7,8	1,8	—	—

Таблица 12

Показатели надежности	K_o, относительные единицы	Показатели надежности петлевой схемы на напряжении 10 кВ в сочетании с различными схемами сети 0,4 кВ, год					
		петлевой				двухлучевой с односторонним питанием	
		от одной ТП		от разных ТП		от одной ТП	
		Уровень надежности					
		высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий
$T_р$	0	33/7,2	7,4/1,6	36/8	8,2/1,8	33/7,3	7,4/1,6
	0,01	32/7,4	7,3/1,6	35/8	8,1/1,8	26/6,9	7,0/1,6
	0,05	29/7	7,0/1,6	32/78	7,8/1,8	14/5,5	5,6/1,5
$T_о$	0 0,01 0,05	0,3/6,5	0,1/1,4	0,3/6,5	0,1/1,4	0,3/6,5	0,1/1,4
$T_а$	0 0,01 0,05	—/0,3	—/0,2	—/0,3	—/0,2	—/0,3	—/0,2

Продолжение табл. 12

Показатели надежности	K_0, относительные единицы	Показатели надежности петлевой схемы на напряжении 10 кВ в сочетании с различными схемами сети 0,4 кВ, год					
		двухлучевой с двусторонним питанием		двухлучевой с перемычкой			
		от одной ТП		от одной ТП		от разных ТП	
		Уровень надежности					
		высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий
$T_р$	0	33/7,3	7,4/1,6	33/7,3	7,4/1,6	37/8,2	8,2/1,8
	0,01	32/7,3	7,4/1,6	33/7,3	7,4/1,6	36/8,2	8,2/1,8
	0,05	31/7,2	7,1/1,6	31/7,2	7,1/1,6	34/8,0	7,9/1,8
$T_о$	0						
	0,01	0,3/6,5	0,1/1,4	0,3/6,5	0,1/1,4	0,3/6,5	0,1/1,4
	0,05						
$T_а$	0						
	0,01	—/0,3	—/0,2	—/0,3	—/0,2	—/0,3	—/0,2
	0,05						

Таблица 13

Показатели надежности	K_o, относительные величины	Показатели надежности двухлучевой схемы с односторонним питанием на напряжении 10 кВ в сочетании с различными схемами сети 0,4 кВ, год					
		петлевой				двухлучевой с односторонним питанием	
		от одной ТП		от разных ТП		от одной ТП	
		Уровень надежности					
		высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий
$T_р$	0	44/9,7	9,9/2,2	44/10	10/2,6	44/10	10/2,2
	0,01	11/5,7	3,5/1,6	11/5,9	3,7/1,8	9,9/5,7	3,5/1,6
	0,05	2,6/2,2	1,0/0,7	2,9/2,6	1,1/0,8	2,4/2,2	1,0/0,7
$T_о$	0	2,4/53	1,2/26	1,6/34	1,0/17	2,4/53	1,2/26
	0,01	2,0/11	1,0/4,6	1,4/10	0,8/4,2	2,1/11	1,0/4,6
	0,05	1,3/2,7	0,6/1,1	1,0/2,6	0,5/1,0	1,4/2,7	0,6/1,1
$T_а$	0						
	0,01	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1
	0,05						

Продолжение табл. 13

Показатели надежности	$K_о$, относительные величины	Показатели надежности двухлучевой схемы с односторонним питанием на напряжении 10 кВ в сочетании с различными схемами сети 0,4 кВ, год					
		двухлучевой с двусторонним питанием		двухлучевой с перемычкой			
		от одной ТП		от одной ТП		от разных ТП	
		Уровень надежности					
		высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий
$T_р$	0	44/10	10/2,4	45/10	10/2,4	46/10	10/2,6
	0,01	11/5,9	3,6/1,7	11/5,9	3,5/1,7	11/5,9	3,8/1,8
	0,05	2,7/2,4	1,0/0,7	2,7/2,4	1,0/0,7	2,9/2,6	1,1/0,8
$T_о$	0	1,6/35	1,0/17	2,4/52	1,2/26	1,6/34	0,9/17
	0,01	1,4/10	0,8/4,2	2,1/11	1,0/4,6	1,4/10	0,8/4,2
	0,05	1,0/2,6	0,5/1	1,4/2,7	0,6/1,1	1,0/2,6	0,5/1
$T_в$	0	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1
	0,01						
	0,05						

Таблица 14

Показатели надежности	K_o, относительные единицы	Показатели надежности двухлучевой схемы с двусторонним питанием на напряжении 10 кВ в сочетании с различными схемами сети 0,4, кВ, год					
		петлевой				двухлучевой с односторонним питанием	
		от одной ТП		от разных ТП		от одной ТП	
		Уровень надежности					
		высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий
$T_р$	0	87/19	20/4,5	87/19	20/4,5	89/20	20/4,5
	0,01	84/19	20/4,4	84/19	20/4,4	53/17	17/4,3
	0,05	74/19	19/4,3	74/19	19/4,3	20/11	11/3,8
$T_о$	0	2,4/53	1,2/26	1,6/34	1,0/17	2,4/53	1,2/26
	0,01	2,0/18	1,1/7,5	1,5/15	0,9/6,5	2,2/18	1,1/7,5
	0,05	1,3/4,9	0,8/1,9	1,2/4,6	0,7/1,9	1,8/4,9	0,8/1,9
$T_в$	0	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1
	0,01						
	0,05						

Продолжение табл. 14

Показатели надежности	K_0, относительные единицы	Показатели надежности двухлучевой схемы с двусторонним питанием на напряжении 10 кВ в сочетании с различными схемами сети 0,4 кВ, год					
		двухлучевой с двусторонним питанием		двухлучевой с перемычкой			
		от одной ТП		от одной ТП		от разных ТП	
		Уровень надежности					
		высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий
$T_р$	0						
	0,01	90/20	20/4,5	91/20	20/4,5	91/20	20/4,5
	0,05						
$T_о$	0	1,6/35	1,0/17	2,4/52	1,2/26	1,6/34	0,9/17
	0,01	1,5/15	0,9/6,5	2,0/18	1,1/7,5	1,5/15	0,9/6,5
	0,05	1,3/4,7	0,7/1,9	1,3/4,9	0,8/1,9	1,2/4,6	0,7/1,9
$T_в$	0						
	0,01	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1
	0,05						

Таблица 15

Показатели надежности	K_0, относительные единицы	Показатели надежности трехлучевой схемы на напряжении 10 кВ в сочетании с различными схемами сети 0,4 кВ, год					
		петлевой				двухлучевой с односторонним питанием	
		от одной ТП		от разных ТП		от одной ТП	
		Уровень надежности					
		высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий
$T_р$	0	2122/2122	471/471	1389/1389	306/306	4244/4244	942/942
	0,01	1169/1169	399/399	901/901	274/274	126/126	114/114
	0,05	418/418	247/247	377/377	193/193	26/26	25/25
$T_о$	0	2,4/53	1,2/26	1,6/34	0,9/17	2,4/53	1,2/26
	0,01	2,2/18	1,1/7,8	1,5/15	0,9/6,7	2,2/18	1,1/7,8
	0,05	1,7/5,1	1,0/2	1,3/4,9	0,8/2	1,8/5,1	1,0/2
$T_в$	0						
	0,01	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1
	0,05						

Продолжение табл. 15

Показатели надежности	K_o, относительные единицы	Показатели надежности трехлучевой схемы на напряжении 10 кВ в сочетании с различными схемами сети 0,4 кВ, год					
		двухлучевой с двусторонним питанием		двухлучевой с перемычкой			
		от одной ТП		от одной ТП		от разных ТП	
		Уровень надежности					
		высокий	низкий	высокий	низкий	высокий	низкий
T_p	0						
	0,01	8482/8482	1884/1884	∞		∞	
	0,05						
T_o	0	1,6/35	1,0/17	2,4/52	1,2/26	1,6/34	0,9/17
	0,01	1,5/15	0,9/6,7	2,2/18	1,1/7,8	1,5/15	0,9/6,7
	0,05	1,3/4,9	0,8/2	1,7/5,1	1,0/2	1,3/4,9	0,8/2
T_a	0						
	0,01	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1	0,3/0,3	0,1/0,1
	0,05						

Расчеты надежности показали, что в случае прокладки питающих кабелей по одной трассе и, следовательно, практической возможности их одновременного повреждения, сооружение РП приводит к существенному снижению надежности электроснабжения и их применение ни технически, ни экономически не оправдано.

4.15. В табл. 12—15 приведены суммарные показатели надежности распределительных сетей напряжением 0,4 и 10 кВ, выполненных по различным схемам при длине кабельной линии 10 кВ в пределах 4—5 км. Абсолютные значения показателей надежности при других длинах кабельных линий, естественно, как это показали расчеты, отличаются от приведенных в табл. 12—15. Относительные же значения этих показателей практически не зависят от длины кабельных линий и наряду с экономическими показателями характеризуют эффективность применения тех или иных сочетаний схем электроснабжения на напряжении 0,4 и 10 кВ.

4.16. Из табл. 12—15 следует, что надежность электроснабжения потребителей при питании их на напряжении 0,4 кВ от одной или от разных ТП изменяется незначительно. Это объясняется относительно высоким уровнем надежности ТП 10/0,4 кВ по сравнению с надежностью кабелей напряжением 0,4 и 10 кВ.

4.17. В табл. 12—15 значения показателей гарантированной длительности электроснабжения потребителей без нарушения питания на время оперативных T_o и автоматических T_a переключений представлены в виде дроби. До черты указаны показатели, соответствующие условиям применения автоматики только в ТП, после черты — соответствующие установке автоматики как в ТП, так и на вводе у потребителя. Для петлевой схемы на напряжении 10 кВ с однотрансформаторными ТП в сочетании с различными схемами на напряжении 0,4 кВ (табл. 12) при отсутствии возможности применения автоматики в ТП величина T_o определяется только уровнем надежности электроустановок и в зависимости от него находится в диапазоне 0,1—0,3 года. Показатель T_a в этом случае отсутствует.

4.18. В случае применения автоматики на напряжении 0,4 кВ, устанавливаемой на вводе у потребителя, при обеспечении резервирования по сети 0,4 кВ от ТП, принадлежащих разным полупетлям петлевой линии или разным петлевым линиям, величина T_o повышается как

минимум на порядок: при пониженном уровне надежности T_o увеличивается от 0,1 года до 1,4 года; а при повышенном уровне надежности от 0,3 года до 6,5 лет.

4.19. Применение автоматики как в ТП, так и на вводе у потребителя, для всех остальных сочетаний схем 10 и 0,4 кВ (табл. 13—15) позволяет при повышенном уровне надежности увеличить величину T_o с 1,4—2,2 года, до 10—18 лет, т. е. примерно на порядок.

Таким образом, кардинальным решением задачи обеспечения надежного электроснабжения потребителей, имеющих электроприемники первой категории, является применение автоматики как в ТП, так и на вводе у потребителя, при условии обеспечения высокого уровня ее эксплуатации.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СХЕМ НА НАПРЯЖЕНИИ 10 кВ И 0,4 кВ

4.20. Для выбора схем электроснабжения отдельных потребителей на напряжении 10 кВ и 0,4 кВ целесообразно выделять районы города, характеризующиеся наличием: а) в основном только электроприемников второй и третьей категории; б) большого числа потребителей, имеющих электроприемники первой категории.

В случае, когда потребитель питается от одной сети, обеспечивающей комплексное электроснабжение электроприемников всех категорий, имеющихся в составе данного потребителя (жилой дом, общественное здание и др.), что, как правило, и имеет место, поскольку экономически нецелесообразно осуществлять электроснабжение электроприемников первой категории отдельного потребителя (жилой дом, общественное здание) по одной схеме сети, а электроприемников второй и третьей категории этого же потребителя — по другой, т. е. сооружать две отдельные сети. Под числом электроприемников соответствующей категории понимается число потребителей, имеющих электроприемники первой категории. В противном случае, т. е. когда целесообразно экономически выполнять электроснабжение электроприемников первой категории одного и того же потребителя (жилой дом, общественное здание и др.) по одной сети, а электроприемники второй и третьей категории этого же потребителя по другой сети, в качестве потребителей рассматриваются отдельные группы электроприемников

первой категории, с одной стороны, и второй и третьей категории — с другой, одного и того же потребителя (жилого дома, общественного здания и др.).

4.21. Для электроснабжения районов города с потребителями, имеющими в основном электроприемники только второй и третьей категорий, на напряжении 10 кВ следует применять петлевую схему с однотрансформаторными ТП без РП или с РП (см. рис. 18, п. 4.32 ВСН 97-83).

4.22. Применение схемы с РП рекомендуется при значительных расстояниях между ЦП и пониженном уровне надежности электроустановок, когда схема без РП не обеспечивает достаточно высокий уровень надежности распределительной сети 10 кВ, выполненной по петлевой схеме ($T_р$<20 лет).

В соответствии с п. 4.28 ВСН 97-83 целесообразность сооружения распределительной сети с РП должна обосновываться в каждом конкретном случае технико-экономическими расчетами.

4.23. Для электроснабжения районов города с большим числом потребителей, имеющих электроприемники первой категории, на напряжении 10 кВ рекомендуется двухлучевая схема с двусторонним питанием с двухтрансформаторными ТП без РП (см. рис. 20; 23, 24, п. 4.31 ВСН 97-83).

Применение трехлучевой (в общем случае многолучевой) схемы рекомендуется при реконструкции или развитии городских электрических сетей, когда она может оказаться более экономичной, чем двухлучевая схема с двусторонним питанием (см. рис. 22; рис. 25).

4.24. Для электроснабжения районов города с отдельными участками, имеющими большое число потребителей с электроприемниками первой категории, на напряжении 10 кВ следует применять комбинированную петлевую-двухлучевую схему с выполнением двухлучевой схемы с двухтрансформаторными ТП на участках с большим числом потребителей, имеющих электроприемники первой категории (см. рис. 21, 26; п. 4.35 ВСН 97-83).

4.25. В случае применения на напряжении 10 кВ петлевой схемы с однотрансформаторными ТП для электроснабжения потребителей, имеющих электроприемники второй и третьей категории, сеть напряжением 0,4 кВ выполняется по петлевой схеме, если не требуется раздель-

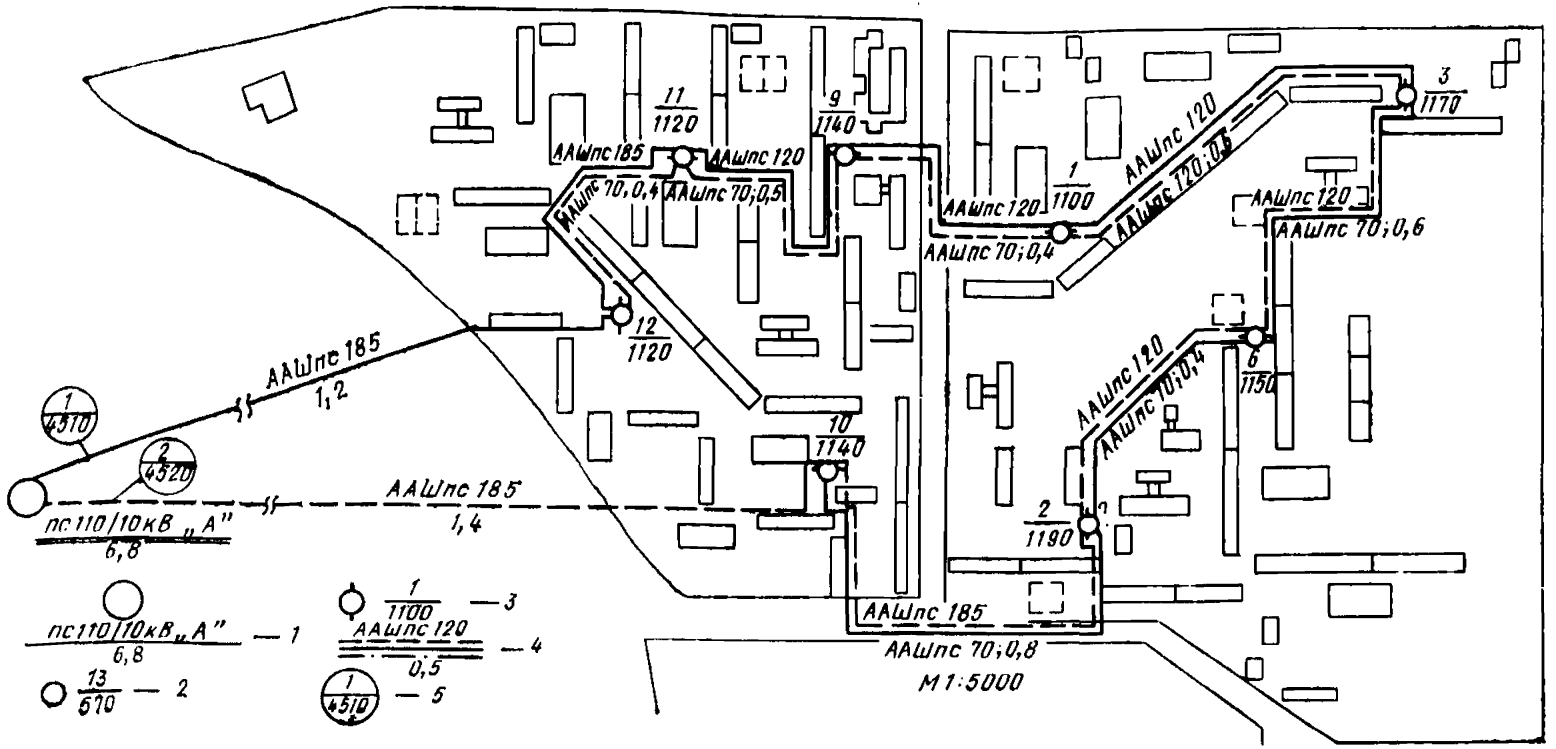


Рис. 23. Двухлучевая схема распределительной сети напряжением 10 кВ с двусторонним питанием от одного ЦП

1 — подстанция, ЦП. Совмещенный максимум нагрузок городских электрических сетей на шинах напряжением 10 кВ, МВт; *2* — ТП 10/0,4 кВ с одним трансформатором, номер 13/Совмещенный максимум нагрузок, кВт; *3* — то же, с двумя трансформаторами с секционированными шинами; *4* — линии напряжением 10 кВ с указанием марки и сечения кабеля и длины в км; *5* — номер линии распределительной сети/сумма максимумов нагрузок трансформаторов ТП, присоединенных к линии, кВт

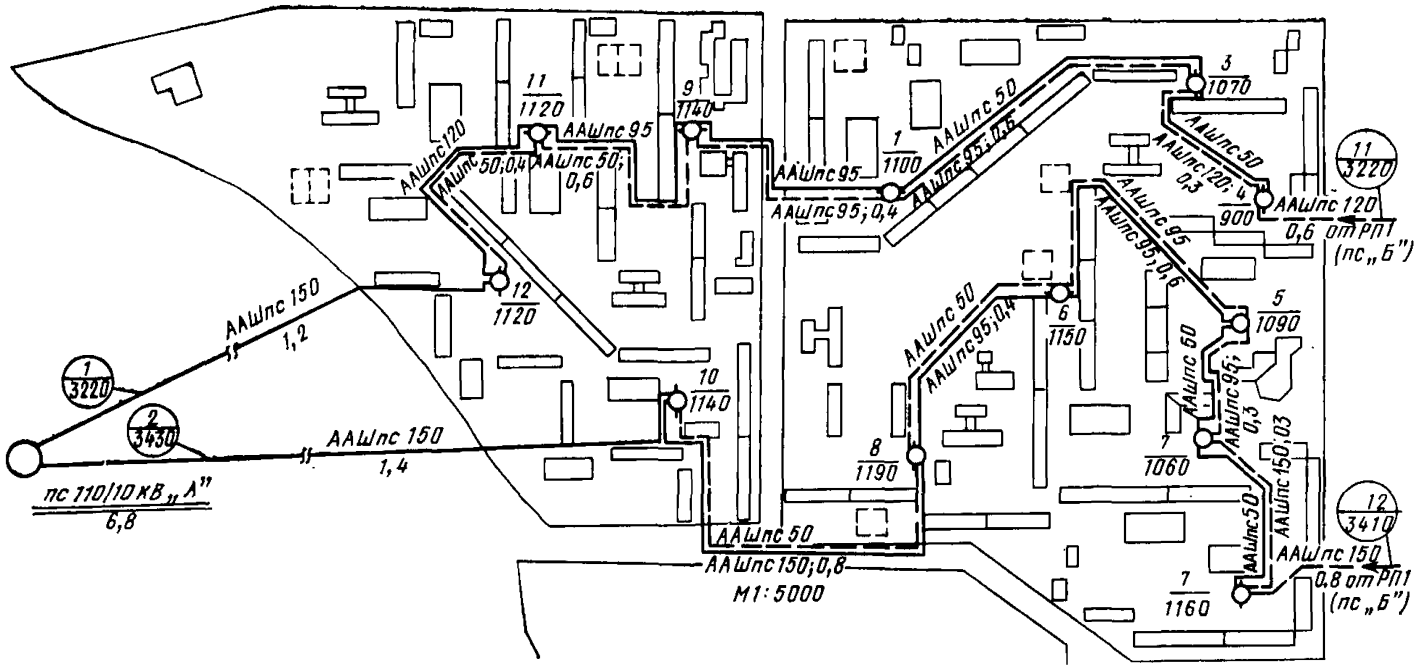


Рис. 24. Двухлучевая схема распределительной сети напряжением 10 кВ с двусторонним питанием от разных ЦП. Условные обозначения — см. рис. 23

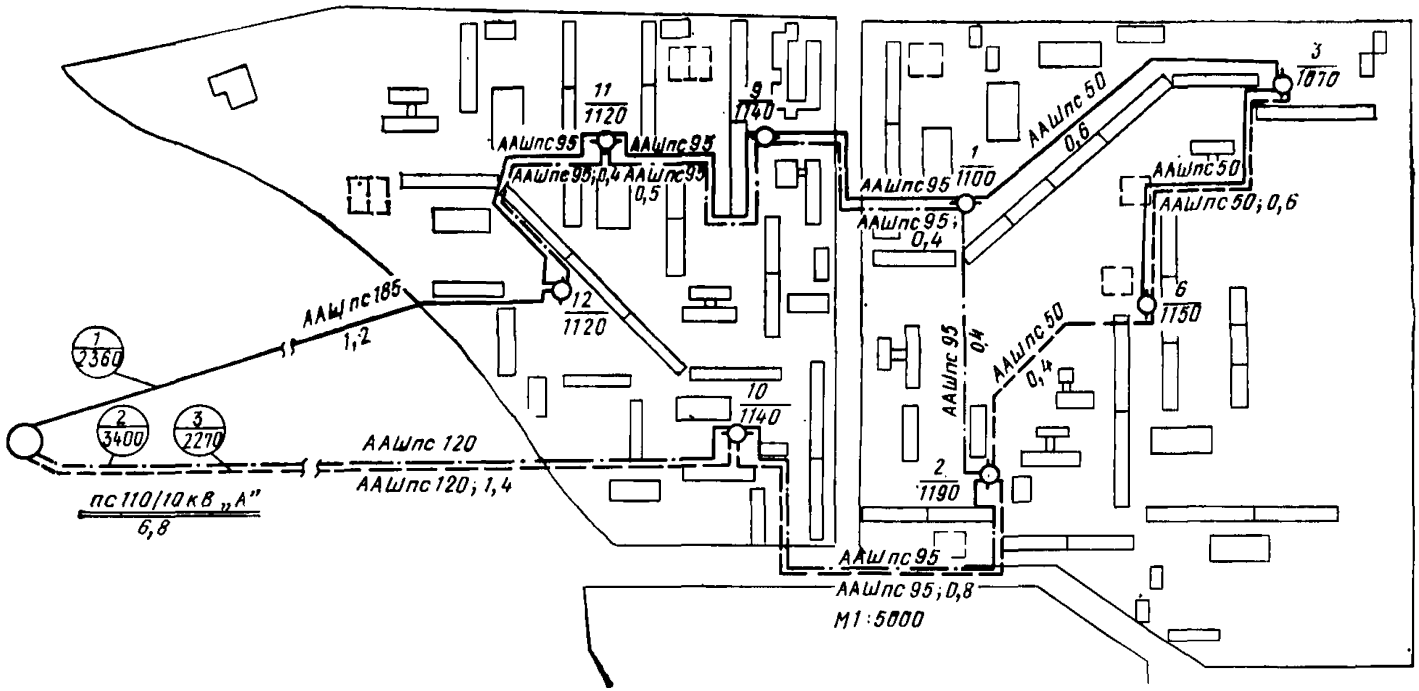


Рис. 25. Трехлучевая схема распределительной сети напряжением 10 кВ. Условные обозначения — см. рис. 23

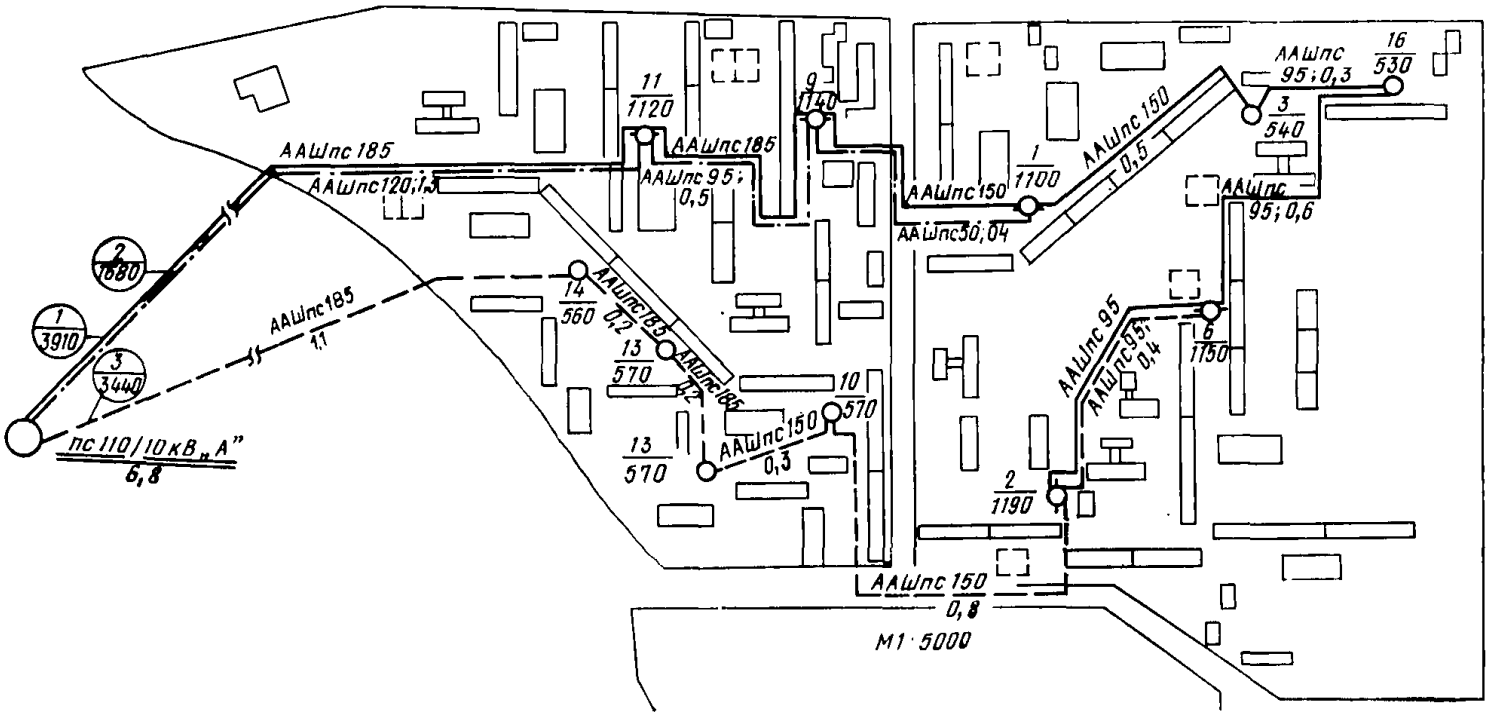


Рис. 26. Комбинированная двухлучевая-петлевая схема распределительной сети напряжением 10 кВ. Условные обозначения — см. рис. 23

ного питания силовой и осветительной нагрузок, и по двухлучевой схеме с односторонним питанием, если требуется раздельное питание силовой и осветительной нагрузок зданий.

Присоединение линий петлевой или двухлучевой схемы к разным ТП следует выполнять для питания жилых и общественных зданий с электрическими плитами, зданий высотой 9 этажей и более (п. 4.36 ВСН 97-75), а также ЦТП в микрорайонах (кроме указанных в п. 4.4 «с» ВСН 97-83) и небольших котельных (кроме указанных в п. 4.4 «в» и «г» ВСН 97-83).

В остальных случаях присоединение линий к разным ТП рекомендуется при условии, если это не приводит к ухудшению экономических показателей сети более чем на 5 %.

4.26. При петлевой схеме с однотрансформаторными ТП для электроснабжения отдельных потребителей, имеющих электроприемники первой категории, в соответствии с п. 4.7 ВСН 97-83 на напряжении 0,4 кВ рекомендуется применение одной из следующих схем:

петлевой схемы или двухлучевой схемы с двусторонним питанием от разных однотрансформаторных ТП, подключенных к разным полупетлям одной линии 10 кВ или к разным магистралям 10 кВ, с АВР непосредственно у электроприемников первой категории;

петлевой схемы или двухлучевой схемы с односторонним питанием от разных секций одной из ТП, на которой устанавливаются два трансформатора и осуществляется деление кабельной линии на полупетли с АВР у потребителей.

Выбор той или иной схемы осуществляется с учетом их экономичности, мощности электроприемников первой категории и возможности практического выполнения.

4.27. При двухлучевой схеме на напряжении 10 кВ с двухтрансформаторными ТП сеть 0,4 кВ выполняется по двухлучевой схеме с односторонним питанием от разных секций одной ТП (см. рис. 15).

5. РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

5.1. В данном разделе приводится в виде таблиц и графиков вспомогательный материал для выбора проводников по допустимому длительному току нагрева с использованием различных коэффициентов, учитываю-

щих специфику работы оборудования в городских сетях. Даны таблицы и графики потерь напряжения в кабельных и воздушных линиях и распределительных трансформаторах, а также потери мощности в линиях напряжением 0,4 и 6—10 кВ. Рассмотрены вопросы расчета сети на отклонения и колебания напряжения, выбора кабелей и другого оборудования по условиям короткого замыкания, а также вопросы компенсации емкостных токов в сети напряжением 6—10 кВ.

ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ ПО ДОПУСТИМОМУ ДЛИТЕЛЬНОМУ ТОКУ НАГРЕВА

5.2. Сечения проводов и кабелей в соответствии с требованиями п. 5.1 ВСН 97-83 выбираются по допустимому длительному току нагрева в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах.

5.3. В настоящее время промышленностью выпускаются кабели с пропитанной бумажной изоляцией по техническим условиям ТУ 16.705.249-82. Эти кабели на напряжении 6—35 кВ имеют повышенные температуры нагрева жил и большие длительно допустимые токовые нагрузки, чем кабели, выпускаемые по ТУМИ 570-80, ТУМИ 619-81, допустимые длительные токи которых даны в ПУЭ и других нормативных документах.

В соответствии с указанием Госстроя СССР во вновь разрабатываемых проектах во всех случаях применения кабелей напряжением 6 и 10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией должны приниматься кабели, изготовляемые по ТУ 16.705.249-82.

5.4. Допустимые длительные токи нагрева для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией с повышенными температурами нагрева по данным ВНИИКП приведены в табл. 16—21. Допустимые токи даны для кабелей с алюминиевыми жилами, которые применяются в городских электрических сетях.

5.5. Допустимые длительные токовые нагрузки кабелей напряжением 0,66—1 кВ с пластмассовой изоляцией, уточненные по данным ВНИИКП, приведены в табл. 22.

5.6. К допустимым длительным токам в зависимости от конкретных условий прокладки кабелей и режима их работы следует вводить следующие коэффициенты:

на фактическую температуру среды (табл. 23, 24);

на тепловое сопротивление грунтов (табл. 25);

Таблица 16

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Допустимые длительные токи для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией, прокладываемых в земле, А, напряжением, кВ			
	1		6	10
	одножильных	трех- и четырехжильных	трехжильных	
6	—	55	—	—
10	110	75	65	—
16	135	90	85	80
25	180	125	115	100
35	220	145	135	125
50	275	180	170	155
70	340	220	210	180
95	400	260	245	225
120	460	300	285	265
150	520	335	330	300
185	580	380	375	340
240	675	440	430	390
300	770	—	—	—
400	940	—	—	—
500	1080	—	—	—
625	1170	—	—	—
800	1310	—	—	—

Таблица 17

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Допустимые длительные токи для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией, прокладываемых в воде, А, напряжением, кВ		
	1	6	10
	трех- и четырехжильных	трехжильных	
16	—	110	105
25	160	150	130
35	190	175	160
50	235	220	200
70	290	270	235
95	340	320	295
120	390	370	345
150	435	430	390
185	475	470	430
240	550	540	490

Таблица 18

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Допустимые длительные токи для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией, прокладываемых в воздухе, А, напряжением, кВ			
	1		6	10
	одножильных	трех- и четырехжильных	трехжильных	
6	—	40	—	—
10	80	55	55	—
16	105	70	70	60
25	135	95	95	85
35	170	115	115	105
50	200	140	140	125
70	260	175	175	155
95	320	215	215	190
120	370	250	250	220
150	430	295	285	250
185	485	335	325	285
240	575	395	385	335
300	660	—	—	—
400	795	—	—	—
500	935	—	—	—
625	1090	—	—	—
800	1260	—	—	—

Таблица 19

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Допустимые длительные токи для кабелей с отдельно освинцованными алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией, прокладываемых в земле, воде, воздухе, А, напряжением, кВ					
	20			35		
	в земле	в воздухе	в воде	в земле	в воздухе	в воде
25	100	95	110	—	—	—
35	115	110	125	—	—	—
50	140	135	155	—	—	—
70	175	170	185	—	—	—
95	205	205	225	—	—	—
120	235	240	260	225	235	245
150	265	270	290	250	265	275
185	300	315	330	—	—	—

Таблица 20

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Допустимые длительные токи* для одножильных кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией, прокладываемых в земле, А, напряжением, кВ	
	20	35
25	135/125	—
35	165/155	—
50	200/185	—
70	250/240	—
95	300/285	—
120	350/330	360/335
150	400/380	410/385
185	455/435	470/440
240	530/510	560/520
300	600/580	630/590
400	700/690	—

* До черты указаны токи кабелей, расположенных в одной плоскости с расстоянием в свету 35—125 мм, после черты — для кабелей, расположенных вплотную треугольником.

Таблица 21

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Допустимые длительные токи* для одножильных кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией, прокладываемых в воздухе, А, напряжением, кВ	
	20	35
25	100/95	—
35	120/115	—
50	150/140	—
70	190/180	—
95	230/220	—
120	270/255	280/260
150	310/295	320/300
185	350/335	370/340
240	410/395	440/405
300	470/455	500/465
400	560/540	—

* До черты указаны токи кабелей, расположенных в одной плоскости с расстоянием в свету 35—125 мм, после черты — для кабелей, расположенных вплотную треугольником.

Таблица 22

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Допустимые длительные токи для кабелей с алюминиевыми жилами поливинилхлоридной или полиэтиленовой изоляцией напряжением 0,66—1 кВ, А					
	одножильных		двухжильных		трех- и четырехжильных	
	при прокладке					
	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	26	39	21	34	21	27
4	36	52	30	42	27	35
6	45	64	38	51	35	42
10	60	86	55	70	48	55
16	82	113	70	90	65	75
25	111	146	95	115	85	95
35	136	177	115	140	105	115
50	166	212	145	165	127	135
70	215	270	180	200	160	170
95	255	315	220	245	195	205
120	300	360	250	275	230	235
150	340	405	290	315	260	260
185	390	458	330	355	305	300
240	465	530	395	415	360	345

Таблица 23

№ п.п.	Наименование республик, краев, областей	Среднемесячная температура грунта на глубине прокладки кабеля, °С		Среднемесячная температура воздуха, °С		Среднегодовая температура воздуха, °С
		в осенне-зимний сезон	в летний сезон	в осенне-зимний сезон	в летний сезон	
	РСФСР					
1	Алтайский край	5	15	—10	25	0
2	Амурская область	0	15	—20	25	—5
3	Архангельская область	5	15	—5	20	0
4	Астраханская область	10	25	0	30	10
5	Башкирская АССР	5	15	—5	25	0
6	Белгородская область	5	20	0	25	5
7	Брянская область	5	20	0	25	5
8	Бурятская АССР	0	10	—15	25	—5
9	Владимирская область	5	15	—5	25	5
10	Волгоградская область	10	25	0	30	10

Продолжение табл. 23

№ п.п.	Наименование республик, краев, областей	Среднемесячная температура грунта на глубине прокладки кабеля, °С		Среднемесячная температура воздуха, °С		Среднегодовая температура воздуха, °С
		в осенне-зимний сезон	в летний сезон	в осенне-зимний сезон	в летний сезон	
11	Вологодская область	5	15	—5	20	5
12	Воронежская область	5	20	0	25	5
13	Горьковская область	5	15	—5	25	5
14	Дагестанская АССР	15	25	5	30	10
15	Ивановская область	5	15	—5	25	5
16	Иркутская область	5	15	—20	25	—5
17	Кабардино-Балкарская АССР	10	25	5	25	10
18	Калининградская область	10	10	5	20	5
19	Калининская область	5	15	—5	20	5
20	Калмыцкая АССР	10	20	0	30	10
21	Калужская область	5	15	0	25	5
22	Камчатская область	5	10	—5	20	0
23	Карельская АССР	5	15	—5	20	0
24	Кемеровская область	5	15	—10	25	0
25	Кировская область	5	15	—5	25	0
26	Коми АССР	5	15	—10	20	0
27	Костромская область	5	15	—5	20	0
28	Краснодарский край	10	25	5	30	10
29	Красноярский край	5	15	—20	25	—5
30	Куйбышевская область	5	20	—5	25	5
31	Курганская область	5	15	—10	25	0
32	Курская область	5	20	0	25	5
33	Ленинградская область	5	15	0	20	5
34	Липецкая область	5	15	0	25	5
35	Магаданская область	0	5	—25	20	—10
36	Марийская АССР	5	15	—5	25	5
37	Мордовская АССР	5	15	—5	25	5
38	Московская область	5	15	—5	25	5
39	Мурманская область	5	10	—5	20	0
40	Новгородская область	5	15	0	25	5
41	Новосибирская область	5	15	—10	25	0
42	Омская область	5	15	—10	25	0
43	Оренбургская область	5	15	—5	30	5
44	Орловская область	5	15	0	25	5
45	Пензенская область	5	15	—5	25	5
46	Пермская область	5	15	—10	25	0
47	Приморский край	5	20	—5	25	5
48	Псковская область	5	15	0	25	5
49	Ростовская область	10	20	0	30	10

Продолжение табл. 23

№ п.п.	Наименование республик, краев, областей	Среднемесячная температура грунта на глубине прокладки кабеля, °С		Среднемесячная температура воздуха, °С		Среднегодовая температура воздуха, °С
		в осенне-зимний сезон	в летний сезон	в осенне-зимний сезон	в летний сезон	
50	Рязанская область	5	15	—5	25	5
51	Саратовская область	5	20	—5	30	5
52	Сахалинская область	5	15	—5	20	0
53	Северо-Осетинская АССР	10	25	5	25	10
54	Свердловская область	5	15	—10	25	0
55	Смоленская область	5	15	0	20	5
56	Ставропольский край	10	25	5	30	10
57	Тамбовская область	5	15	0	25	5
58	Татарская АССР	5	15	—5	25	5
59	Томская область	5	15	—10	25	0
60	Тувинская АССР	5	15	—15	25	—5
61	Тульская область	5	15	—5	25	5
62	Тюменская область	5	15	—15	25	—5
63	Удмуртская АССР	5	15	—5	25	0
64	Ульяновская область	5	20	—5	25	5
65	Хабаровский край	5	20	—10	25	0
66	Челябинская область	5	15	—5	25	0
67	Чечено-Ингушская АССР	15	25	5	30	10
68	Читинская область	0	10	—15	25	—5
69	Чувашская АССР	5	15	—5	25	5
70	Якутская АССР	0	10	—30	25	—10
71	Ярославская область	5	15	—5	25	5
	Украинская ССР					
1	Винницкая область	10	20	0	25	5
2	Волынская область	10	20	5	25	5
3	Ворошиловградская область	10	20	0	30	10
4	Днепропетровская область	10	25	0	30	10
5	Донецкая область	10	25	0	30	10
6	Житомирская область	10	20	0	25	5
7	Закарпатская область	10	20	5	25	10
8	Запорожская область	10	25	5	30	10
9	Ивано-Франковская область	10	20	0	25	5
10	Киевская область	10	20	0	25	5
11	Кировоградская область	10	20	0	25	10
12	Крымская область	10	25	5	30	10

Продолжение табл. 23

№ п.п.	Наименование республик, краев, областей	Среднемесячная температура грунта на глубине прокладки кабеля, °С		Среднемесячная температура воздуха, °С		Среднегодовая температура воздуха, °С
		в осенне-зимний сезон	в летний сезон	в осенне-зимний сезон	в летний сезон	
13	Львовская область	10	20	0	25	5
14	Николаевская область	10	25	5	30	10
15	Одесская область	10	25	5	25	10
16	Полтавская область	10	20	0	25	5
17	Ровенская область	10	20	0	25	5
18	Сумская область	10	20	0	30	5
19	Тернопольская область	10	20	0	25	5
20	Харьковская область	10	20	0	25	5
21	Херсонская область	10	25	5	30	10
22	Хмельницкая область	10	20	0	25	5
23	Черкасская область	10	20	0	25	5
24	Черниговская область	10	20	0	25	5
25	Черновицкая область	10	20	0	25	5
	Белорусская ССР					
1	Брестская область	10	15	0	25	5
2	Витебская область	5	15	0	25	5
3	Гомельская область	5	20	0	25	5
4	Гродненская область	5	15	0	25	5
5	Минская область	5	15	0	25	5
6	Могилевская область	5	15	0	25	5
	Узбекская ССР					
1	Андижанская область	10	25	5	35	15
2	Бухарская область	15	30	5	35	15
3	Джизакская область	10	25	5	35	15
4	Каракалпакская АССР	10	25	0	35	10

Продолжение табл. 23

№ п.п.	Наименование республик, краев, областей	Среднемесячная температура грунта на глубине прокладки кабеля, °С		Среднемесячная температура воздуха, °С		Среднегодовая температура воздуха, °С
		в осенне-зимний сезон	в летний сезон	в осенне-зимний сезон	в летний сезон	
5	Кашкадарьинская область	15	30	10	40	15
6	Наманганская область	10	25	5	35	10
7	Самаркандская область	15	30	5	35	15
8	Сурхандарьинская область	15	30	10	40	15
9	Сырдарьинская область	10	25	5	35	15
10	Ташкентская область	10	25	5	35	10
11	Ферганская область	10	25	5	35	15
12	Хорезмская область	10	25	5	35	10
	Казахская ССР					
1	Актюбинская область	5	25	—5	30	5
2	Алма-Атинская область	10	20	0	30	10
3	Восточно-Казахстанская область	5	20	—5	30	5
4	Гурьевская область	10	25	0	30	10
5	Джамбулская область	10	25	0	30	10
6	Джезказганская область	—	—	—5	30	5
7	Карагандинская область	5	20	—5	25	0
8	Кзыл-Ординская область	5	—	0	35	10
9	Кокчетавская область	5	—	—5	25	0
10	Кустанайская область	5	20	—5	25	0
11	Мангышлакская область	10	25	5	30	10
12	Павлодарская область	5	20	—5	25	0
13	Северо-Казахстанская область	5	—	—10	25	0
14	Семипалатинская область	5	—	—5	30	5
15	Талды-Курганская область	—	—	0	30	5
16	Тургайская область	—	—	—5	30	5
17	Уральская область	5	20	—5	30	5
18	Целиноградская область	5	15	—10	25	0
19	Чимкентская область	10	25	5	35	10

Продолжение табл. 23

№ п.п.	Наименование республик, краев, областей	Среднемесячная температура грунта на глубине прокладки кабеля, °С		Среднемесячная температура воздуха, °С		Среднегодовая температура воздуха, °С
		в осенне-зимний сезон	в летний сезон	в осенне-зимний сезон	в летний сезон	
	Грузинская ССР	15	25	5	30	10
	Азербайджанская ССР	15	25	10	30	15
	Литовская ССР	5	15	0	25	5
	Молдавская ССР	10	20	5	30	10
	Латвийская ССР	5	15	0	20	5
	Киргизская ССР					
1	Иссык-Кульская область	10	15	0	20	5
2	Нарынская область	5	15	—5	25	5
3	Ошская область	10	25	0	30	10
	Таджикская ССР					
1	Кулябская область	15	30	10	40	15
2	Курган-Тюбинская область	15	30	10	40	15
3	Ленинабадская область	15	30	5	35	10
	Армянская ССР	10	25	5	30	10
	Туркменская ССР					
1	Ашхабадская область	15	30	10	35	15
2	Красноводская область	15	30	10	35	15
3	Марыйская область	15	30	10	40	15
4	Ташаузская область	15	30	5	35	10
5	Чарджоуская область	15	30	10	40	15
	Эстонская ССР	5	15	0	20	5

Примечание. Для городов и поселков внутри области, края, в которых температуры почвы воздуха отличаются более чем на 5 °С приведенных в таблице, следует пользоваться СНиП 2.01.01—82 и Справочником по климату СССР «Температуры почвы и воздуха».

Таблица 24

Номинальное напряжение кабелей, кВ	Условная температура среды, °С		Нормированная температура жил, °С*	Коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С								
	грунта	воздуха		—5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	35
1 и 6	15	—	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83
	—	25		1,24	1,2	1,17	1,13	1,09	1,04	1	0,95	0,9
10	15	—	70	1,17	1,13	1,09	1,045	1	0,955	0,9	0,85	0,79
	—	25		1,29	1,24	1,2	1,15	1,1	1,05	1	0,94	0,88
35	15	—	65	1,18	1,14	1,1	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,77
	—	25		1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1	0,94	0,87

* Для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией согласно ТУ 16.705.249—82.

Таблица 25

Характер токовой нагрузки	Коэффициент предварительной нагрузки для кабелей*	Количество кобелей в траншее	Удельное тепловое сопротивление грунта, см·К/Вт	
			нормального	гидрозащитного и дренирующего
Длительная и стабильная нагрузка в течение года	0,8 и более	3 и более	150	250
		1 или 2	120	200
	до 0,8	3 и более	120	200
		1 или 2	80	120
Нагрузка с максимумом в летний период	0,8 и более	3 и более	120	200
		1 или 2	100	150
	до 0,8	3 и более	100	150
		1 или 2	80	120
Нагрузка с максимумом в зимний период	0,8 и более	3 и более	100	150
		1 или 2	80	120
	до 0,8	3 и более	80	120
		1 или 2	80	120

* Коэффициент идентичен коэффициенту заполнения суточного графика нагрузки кабеля.

Примечания: 1. К нормальным грунтам относятся пески с зернами 0,05—2 мм и различные глины с песком; к гидрозащитным — грунты из глины и мела с зернами менее 0,05 мм, к дренирующим — грунты, состоящие из гравия с зернами более 2 мм.

2. Размер зерен в пробе грунта, взятой непосредственно с кабельной трассы, определяется просеиванием через сито.

3. Поправочные коэффициенты на длительно допустимые нагрузки кабелей в зависимости от теплового сопротивления грунтов принимаются по табл. 1.3.23. ПУЭ.

Таблица 26

Наименование потребителей	Коэффициент заполнения графика нагрузки*	Длительность максимума, ч	Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме по отношению к номинальной нагрузке		
			в земле	в воздухе	в трубах (земле)
Жилые дома с плитами газовыми и на твердом топливе	0,5	3	1,35	1,25	1,2

Продолжение табл. 26

Наименование потребителей	Коэффициент заполнения графика нагрузки*	Длительность максимума, ч	Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме по отношению к номинальной нагрузке		
			в земле	в воздухе	в трубах (земле)
Жилые дома с электрическими плитами (многоэтажная застройка)	0,6	4,5	1,3	1,25	1,2
Здания управления, проектные и конструкторские организации	0,55	4,5	1,25	1,25	1,15
Больницы	0,5	4	1,3	1,25	1,2
Поликлиники	0,55	4,5	1,3	1,25	1,2
Универсамы	0,55	3	1,35	1,25	1,2
Продмаги	0,65	5	1,25	1,25	1,2
Столовые с электрическими плитами	0,6	4	1,3	1,25	1,2
Кинотеатры	0,48	2,5	1,35	1,25	1,2

* Коэффициент идентичен коэффициенту предварительной нагрузки.

на допустимую перегрузку в послеаварийном режиме кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией — табл. 26;

на отличие номинального напряжения кабелей от номинального напряжения сети (табл. 27).

5.7. При прокладке нескольких кабелей в земле (в трубах) необходимо также учитывать в соответствии

Таблица 27

Напряжение сети, кВ	Вид прокладки	Коэффициенты к допустимым длительным токам для кабелей номинального напряжения, кВ				
		1—3	6	10	20	35
1—3	В земле	1	1,12	1,16	—	—
	В воздухе	1	1,14	1,21	—	—
6	В земле	0,9	1	1,05	—	—
	В воздухе	0,88	1	1,06	—	—
10	В земле	—	0,96	1	1,11	—
	В воздухе	—	0,95	1	1,16	—
20	В земле	—	—	0,9	1	1
	В воздухе	—	—	0,86	1	1
35	В земле	—	—	—	1	1
	В воздухе	—	—	—	1	1

с табл. 1.3.26. ПУЭ коэффициенты на количество работающих кабелей, лежащих рядом.

5.8. При использовании нескольких различных коэффициентов общий коэффициент определяется путем их перемножения.

5.9. Допустимые длительные токовые нагрузки кабелей в нормативных документах приводятся при температуре земли +15 °С и воздуха +25 °С.

Для кабелей, прокладываемых в среде, температура которой существенно отличается от указанной, следует применять коэффициенты, приведенные в табл. 24.

Расчетные температуры почвы и воздуха для определения поправочных коэффициентов даны в табл. 23.

За расчетную температуру среды следует принимать среднемесячную максимальную температуру воздуха наиболее жаркого месяца при прокладке в воздухе или среднемесячную температуру земли на глубине прокладки кабелей для того времени года, при котором температура среды в сочетании с фактическими длительными токовыми нагрузками приводят к наиболее тяжелому по условиям нагрева режиму работы кабеля.

5.10. Для подавляющего большинства районов СССР максимум нагрузок коммунально-бытовых потребителей приходится на осенне-зимний период.

Летний максимум нагрузок в долях от зимнего для указанных потребителей составляет примерно 0,75 для районов с электроплитами и 0,6 для районов с газовыми плитами и плитами на твердом топливе.

Исходя из рассмотренных условий, определяющим режимом для кабелей, питающих жилые районы, является осенне-зимний период и соответствующие ему температуры среды.

5.11. В селитебных зонах встречаются кабельные линии с равномерной нагрузкой в течение года или линии с летним максимумом (линии электроснабжения насосных станций, тяговых подстанций, различных предприятий, объектов отдыха и др.).

Для указанных линий наиболее тяжелым режимом работы кабелей будет являться летний период, по которому следует определять поправочные коэффициенты.

5.12. Для определения допустимых перегрузок транс-

форматоров ТП в соответствии с п. 4.37 ВСН 97-83 в табл. 23 приводится среднегодовая температура воздуха.

Пример. Определить сечение кабелей питающих линий от ЦП до РП. Расчетная нагрузка РП: на I этапе — 9000 кВт (960 А), напряжение 6 кВ; на II этапе — 14 000 кВт (900 А), напряжение 10 кВ. РП сооружается в одном из городов Московской области для электроснабжения микрорайонов со стационарными электрическими плитами в жилых домах. Кабели прокладываются в траншее, в глинисто-песчаном грунте.

Решение. Выбираем кабель напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией марки ААШпсУ.

Для принятых условий должны учитываться следующие коэффициенты к допустимому длительному току кабеля:

1. На температуру среды.

Максимум нагрузки жилого района имеет место в осенне-зимний период. Температура земли в указанный период для Московской области равна +5 °С (табл. 23).

По табл. 24 для кабелей 10 кВ для данной температуры коэффициент $K_1 = 1{,}09$.

2. На тепловое сопротивление почвы.

Для принятой расчетной нагрузки РП каждая питающая линия выполняется двумя спаренными кабелями. Питающие линии в соответствии с требованием п. 7.15 ВСН 97-83 прокладываются по разным трассам.

Тепловое сопротивление глинисто-песчаного грунта для двух кабелей в траншее с максимальной нагрузкой в зимний период при коэффициенте предварительной нагрузки менее 0,8 по табл. 25 равно 80 °С (см·К/Вт).

По табл. 1.3.23. ПУЭ коэффициент для приведенного теплового сопротивления $K_2 = 1{,}05$.

3. На допустимую перегрузку кабеля в послеаварийном режиме.

Для жилых районов с электрическими плитами в домах при коэффициенте заполнения среднесуточного графика нагрузки 0,6 (см. рис. 2) и длительности максимума 4,5 по табл. 26 коэффициент $K_3 = 1{,}3$.

4. На использование кабелей с номинальным напряжением 10 кВ в сети напряжением 6 кВ согласно табл. 27 $K_4 = 1{,}05$.

5. На количество работающих кабелей, лежащих рядом в одной траншее, коэффициент согласно табл. 1.3.26 ПУЭ принимается $K_5=0{,}9$.

Таким образом общий коэффициент к допустимому длительному току кабеля составит:

для I этапа $K = K_1K_2K_3K_4K_5 = 1{,}09 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}05 \times \times 0{,}9 = 1{,}42$;

для II этапа $K = K_1K_2K_3K_5 = 1{,}09 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}3 \cdot 0{,}9 = 1{,}36$.

Выбираем сечение кабеля марки ААШпсУ $3 \times \times 185$ мм² с длительно допустимым током 340 А (см. табл. 16).

Допустимый ток питающей линии в послеаварийном режиме составит:

на I этапе $I_{д.л.} = 2 \cdot 340 \cdot 1{,}42 = 965$ А > 960 А

на II этапе $I_{д.л} = 2 \cdot 340 \cdot 1{,}36 = 925$ А > 900 А

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ В КАБЕЛЬНЫХ И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ И ТРАНСФОРМАТОРАХ

5.13. Сечения проводов и кабелей выбираются по допустимым отклонениям напряжения (см. п. 5.1, 5.4, 5.5, 5.6 ВСН 97-83). Предварительный выбор сечений проводов и кабелей допускается производить исходя из средних значений предельных потерь напряжения (см. п. 5.7 ВСН 97-83).

5.14. Потери напряжения и коэффициенты для определения потерь мощности в воздушных и кабельных линиях напряжением 0,38 и 6—10 кВ приводятся в табл. 28, 29, 30, 31 и 32.

Потери напряжения воздушных линий даны для проводов марок А и М (для ВЛ 6—10 кВ, также и для проводов марки АС), однако с достаточной для практических расчетов степенью точности они могут быть использованы и для проводов других марок.

5.15. Для расчетов сети на отклонение напряжения на рисунках 27—38 представлены графики потерь напряжения в трансформаторах напряжением 6—10/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000 кВ·А в зависимости от загрузки трансформаторов при различных схемах соединений обмоток и различных значениях коэффициента мощности.

Таблица 28

Материал провода	Сечение провода, мм²	Потери напряжения в трехфазных воздушных линиях напряжением 380/220 В, %/кВт·км при коэффициенте мощности				
		0,7	0,8	0,9	0,95	0,97
Алюминий	16	1,52	1,44	1,38	1,34	1,31
	25	1,03	0,97	0,91	0,87	0,86
	35	0,82	0,75	0,69	0,65	0,64
	50	0,64	0,56	0,5	0,47	0,46
	70	0,52	0,45	0,39	0,36	0,34
	95	0,43	0,38	0,32	0,28	0,27
	120	0,38	0,34	0,28	0,24	0,22
Медь	10	1,49	1,41	1,34	1,29	1,25
	16	1,04	0,97	0,9	0,86	0,84
	25	0,71	0,64	0,59	0,55	0,54
	35	0,59	0,52	0,46	0,42	0,41
	50	0,49	0,41	0,35	0,32	0,31
	70	0,41	0,34	0,28	0,25	0,24

Примечание. Для двухфазных и однофазных линий приведенные в табл. 28 данные должны умножаться на соответствующий поправочный коэффициент: при двухфазной линии — 2,25; при однофазной линии — 6.

Таблица 29

Материал токопроводящей жилы	Сечение токопроводящей жилы, мм²	Потери напряжения в трехфазных кабельных линиях напряжением 380/220 В, %/кВт·км при коэффициенте мощности				
		0,7	0,8	0,9	0,95	1
Алюминий	16	1,35	1,34	1,32	1,32	1,3
	25	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84
	35	0,65	0,64	0,63	0,62	0,61
	50	0,46	0,45	0,44	0,43	0,42
	70	0,34	0,33	0,32	0,31	0,3
	95	0,26	0,25	0,24	0,23	0,22
	120	0,22	0,21	0,2	0,19	0,18
	150	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14
	185	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11
	240	0,13	0,12	0,11	0,1	0,09
Медь	16	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81
	25	0,54	0,53	0,52	0,51	0,5
	35	0,41	0,4	0,38	0,38	0,36
	50	0,3	0,29	0,28	0,28	0,26
	70	0,23	0,22	0,21	0,2	0,19
	95	0,17	0,16	0,15	0,15	0,13
	120	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11
	150	0,12	0,11	0,1	0,09	0,08
	185	0,11	0,1	0,09	0,08	0,07
	240	0,1	0,1	0,07	0,06	0,05

Таблица 30

Материал провода или жилы кабеля	Сечение, мм²	Потери напряжения в трехфазных кабельных и воздушных линиях напряжением 6—10 кВ, %/МВт·км			
		Кабельная линия		Воздушная линия	
		6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
Алюминий	25	—	—	— (3,66)	— (1,32)
	35	2,59	0,93	2,79 (2,63)	1,01 (0,95)
	50	1,85	0,66	2,1 (2,1)	0,75 (0,75)
	70	1,35	0,49	1,62 (1,62)	0,58 (0,58)
	95	1,02	0,37	1,31 (1,28)	0,47 (0,46)
	120	0,83	0,3	1,12 (1,11)	0,40 (0,4)
	150	0,68	0,24	0,96 (0,96)	0,35 (0,35)
	185	0,57	0,21	—	—
	240	0,46	0,16	—	—
Медь	25	2,15	0,77	2,5	0,89
	35	1,59	0,57	1,95	0,68
	50	1,14	0,41	1,51	0,54
	70	0,85	0,31	1,21	0,44
	95	0,65	0,23	1,03	0,37
	120	0,53	0,19	0,92	0,33
	150	0,45	0,16	—	—
	185	0,38	0,14	—	—
	240	0,31	0,11	—	—

Примечания: 1. Коэффициент мощности принят равным 0,9.
2. Для сталеалюминиевых проводов потери напряжения даны в скобках.

Таблица 31

Наименование	cos φ	Коэффициенты для определения потерь мощности в кабельных и воздушных линиях напряжением 380/220 В							
		сечением, мм²							
		35	50	70	95	120	150	185	240
Провода марки А	0,8	10	6,9	5	3,7	2,9	2,3	—	—
	0,85	8,8	6,1	4,4	3,3	2,6	2	—	—
	0,9	7,9	5,5	3,9	2,9	2,3	1,8	—	—
	0,92	7,5	5,2	3,8	2,8	2,2	1,7	—	—
	0,95	7,1	4,9	3,5	2,6	2,1	1,6	—	—

Продолжение табл. 31

Наименование	cos φ	Коэффициенты для определения потерь мощности в кабельных и воздушных линиях напряжением 380/220 В							
		сечением, мм²							
		35	50	70	95	120	150	185	240
Провода марки А	0,97	6,8	4,7	3,4	2,5	2	1,5	—	—
	1	6,4	4,4	3,2	2,4	1,9	1,4	—	—
Кабели с алюминиевыми жилами	0,8	9,6	6,7	4,8	3,6	2,8	2,3	1,8	1,4
	0,85	8,5	5,9	4,3	3,2	2,5	2	1,6	1,3
	0,9	7,6	5,3	3,8	2,8	2,2	1,8	1,4	1,1
	0,92	7,3	5,1	3,7	2,7	2,1	1,7	1,4	1,1
	0,95	6,8	4,8	3,4	2,5	2	1,6	1,3	1
	0,97	6,6	4,6	3,3	2,4	1,9	1,5	1,2	1
	1	6,2	4,3	3,1	2,3	1,8	1,4	1,2	0,9
Кабели с медными жилами	0,8	5,7	4	2,9	2,1	1,7	1,3	1,1	0,8
	0,85	5,1	3,6	2,6	1,9	1,5	1,2	1	0,7
	0,9	4,5	3,2	2,3	1,7	1,3	1,1	0,9	0,7
	0,92	4,3	3	2,2	1,6	1,3	1	0,8	0,6
	0,95	4,1	2,8	2,1	1,5	1,2	1	0,8	0,6
	0,97	3,9	2,7	2	1,4	1,1	0,9	0,7	0,6
	1	3,7	2,6	1,9	1,3	1,1	0,9	0,7	0,5

Примечание. $\Delta P = KP^2L10^{-3}$,
где ΔP — потери мощности, кВт; P — расчетная мощность, кВт; L — длина линии, км.

Таблица 32

Наименование	cos φ	Коэффициенты для определения потерь мощности в кабельных и воздушных линиях напряжением 6—10 кВ сечением, мм²															
		35		50		70		95		120		150		185		240	
		при напряжении															
		6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
Провода марки А	0,9	28,5	10,3	19,8	7,1	14,1	5,1	10,6	3,8	8,4	3	6,7	2,4	—	—	—	—
	0,92	27,2	9,8	18,9	6,8	13,5	4,9	10,1	3,6	8,1	2,9	6,4	2,3	—	—	—	—
	0,95	25,6	9,2	17,7	6,4	12,7	4,6	9,5	3,4	7,6	2,8	6	2,2	—	—	—	—
Провода марки АС	0,9	26,5	9,5	20,3	7,3	14,4	5,2	10,3	3,7	8,4	3	6,7	2,4	—	—	—	—
	0,92	25,4	9,1	19,4	7	13,8	5	9,8	3,5	8	2,9	6,4	2,3	—	—	—	—
	0,95	23,8	8,6	18,2	6,7	12,9	4,7	9,2	3,3	7,5	2,7	6	2,2	—	—	—	—
Кабели с алюминиевыми жилами	0,9	30,5	11	21,3	7 7	15,4	5,5	11,3	4,1	9	3,2	7,1	2,6	5,8	2,1	4,5	1,6
	0,92	29,2	10,5	20,4	7,3	14,7	5,3	10,8	3,9	8,6	3,1	6,8	2,5	5,6	2	4,3	1,5
	0,95	27,4	9,9	19,8	6,9	13,8	5	10,1	3,7	8	2,9	6,4	2,3	5,2	1,9	4	1,4
Кабели с медными жилами	0,9	18,2	6,5	12,7	4,6	9,3	3,3	6,7	2,4	5,3	1,9	4,3	1,5	3,4	1,2	2,6	1
	0,92	17,3	6,3	12,1	4,4	8,9	3,2	6,4	2,3	5,1	1,8	4,1	1,5	3,3	1,2	2,5	0,9
	0,95	16,3	5,9	11,4	4,1	8,3	3	6	2,2	4,7	1 7	3,8	1,4	3,1	1,1	2,4	0,9

Примечание. $\Delta P = KP^2L$,
где ΔP — потери мощности, кВт; P — расчетная мощность, МВт; L — длина линии, км.

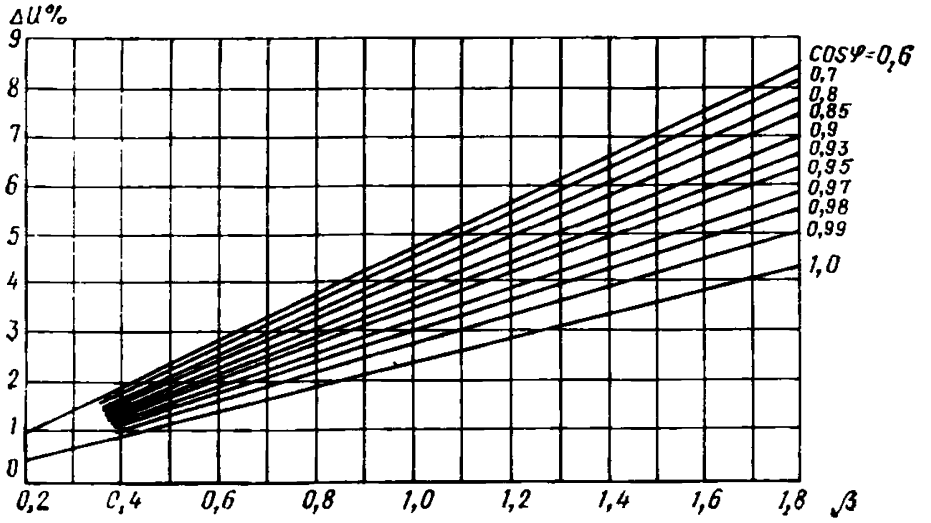


Рис. 27. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 100 кВ·А со схемой соединения обмоток $Y/Z_н$—11

ΔU — потеря напряжения, %; β — коэффициент загрузки трансформатора

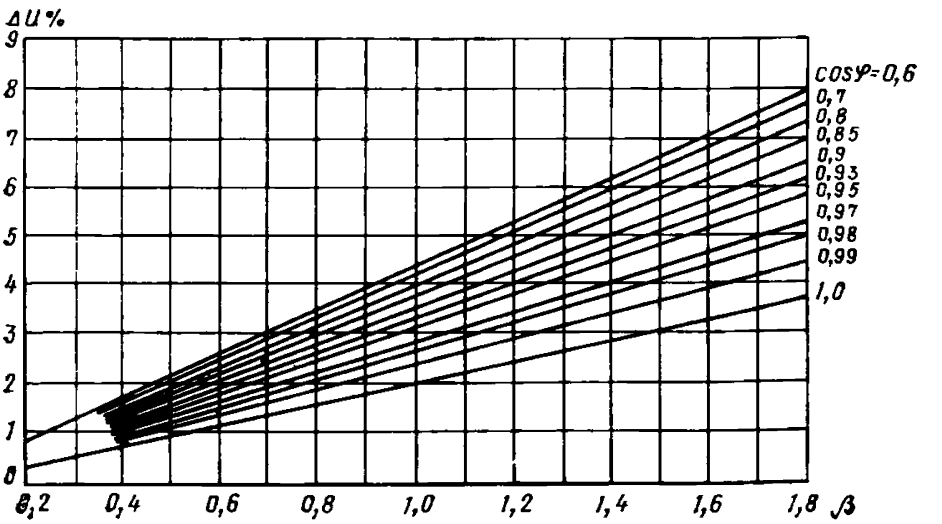


Рис. 28. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 100 кВ·А со схемой соединения обмоток $Y/Y_н$—0

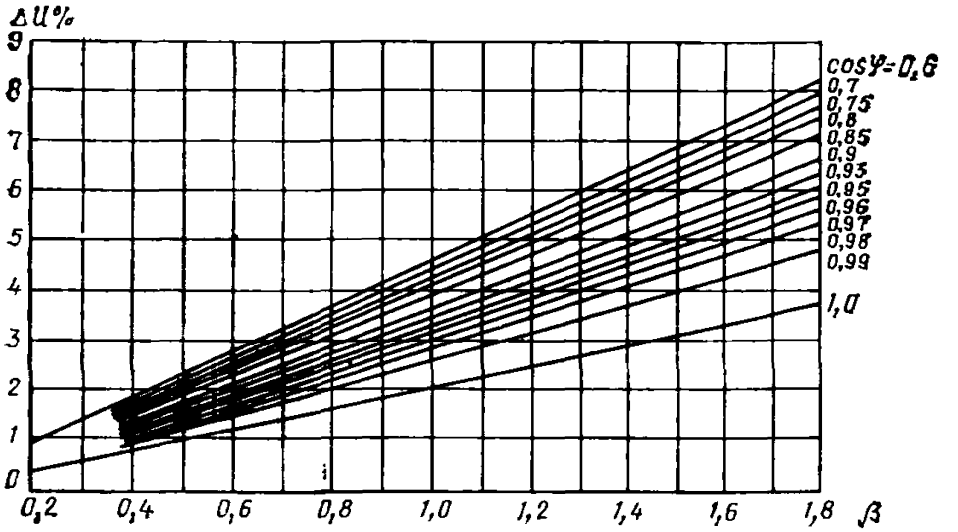


Рис. 29. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 160 кВ·А со схемой соединения обмоток $Y/Z_н$—11

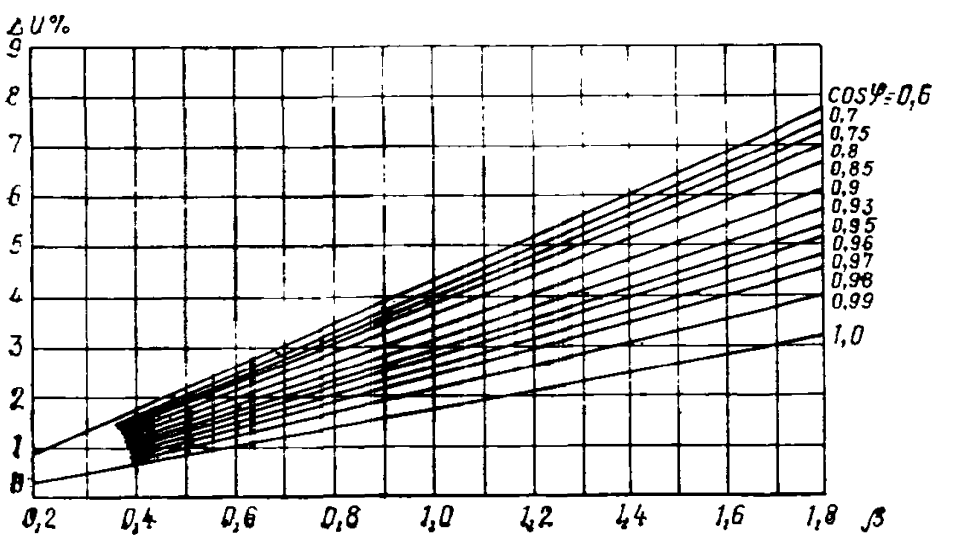


Рис. 30. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 160 кВ·А со схемой соединения обмоток $Y/Y_н$—0

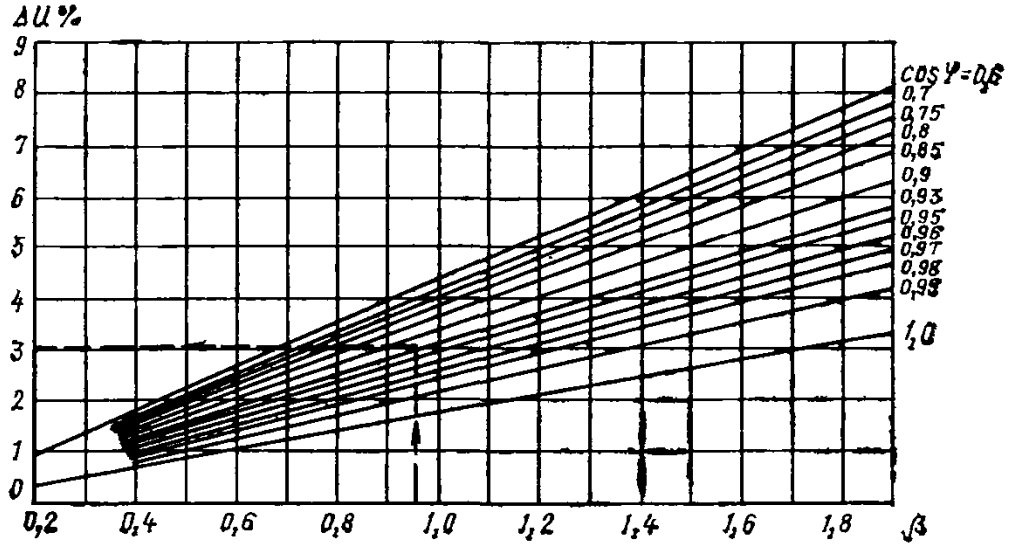


Рис. 31. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 250 кВ·А со схемой соединения обмоток $Y/Z_н$—11

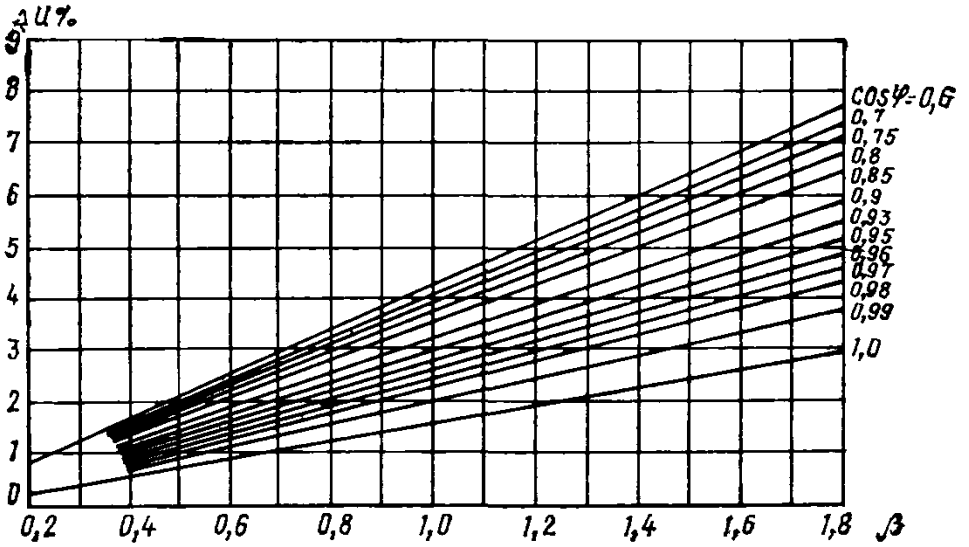
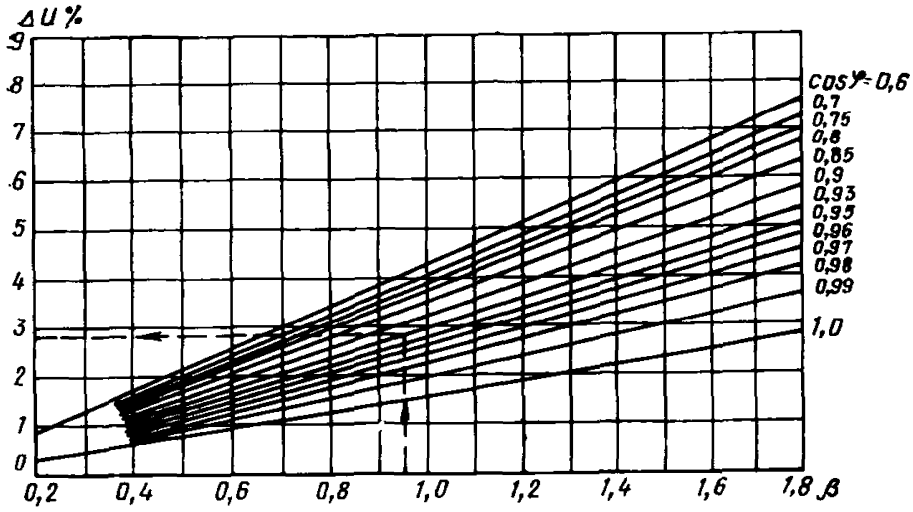
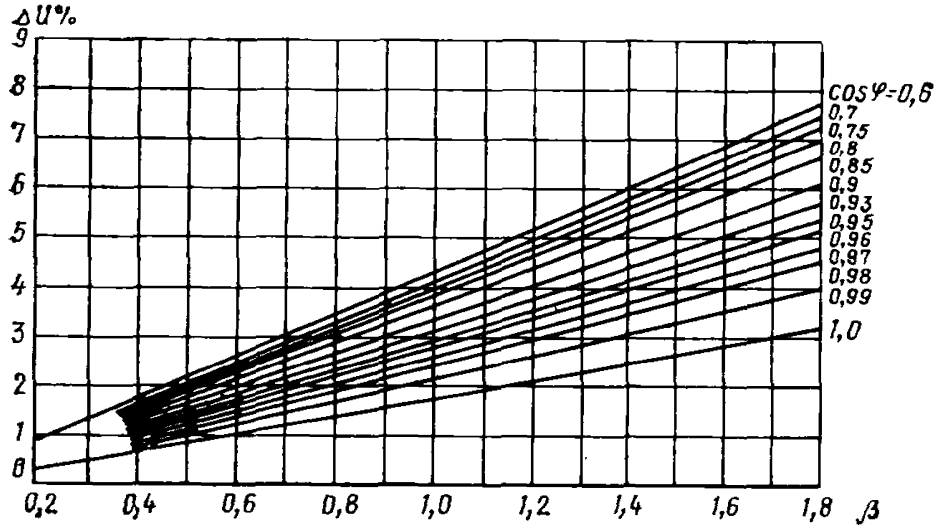


Рис. 32. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 250 кВ·А со схемой соединения обмоток $Y/Y_н$—0



Фис. 33. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 400 кВ·А со схемой соединения обмоток $Д/Y_н$—11



Фис. 34. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 400 кВ·А со схемой соединения обмоток $Y/Y_н$—0

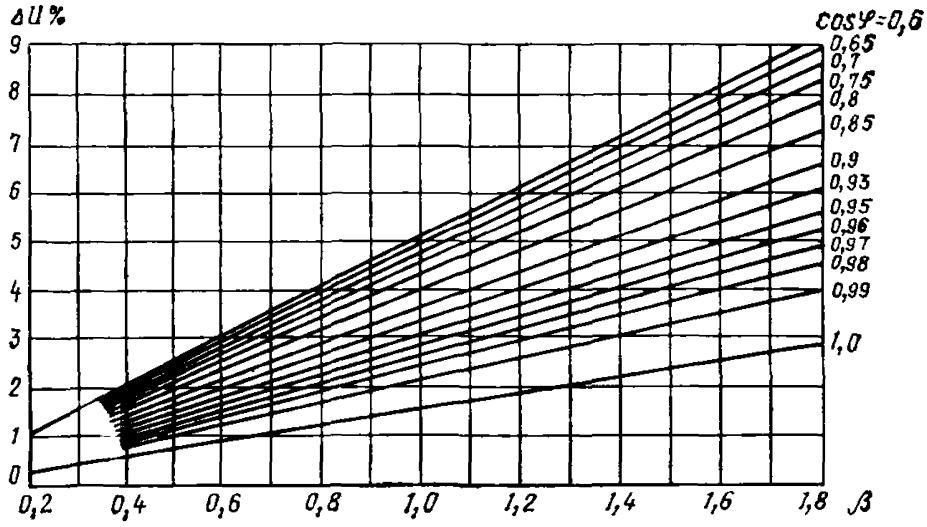


Рис. 35. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 630 кВ·А со схемой соединения обмоток $Д/Y_н$—11

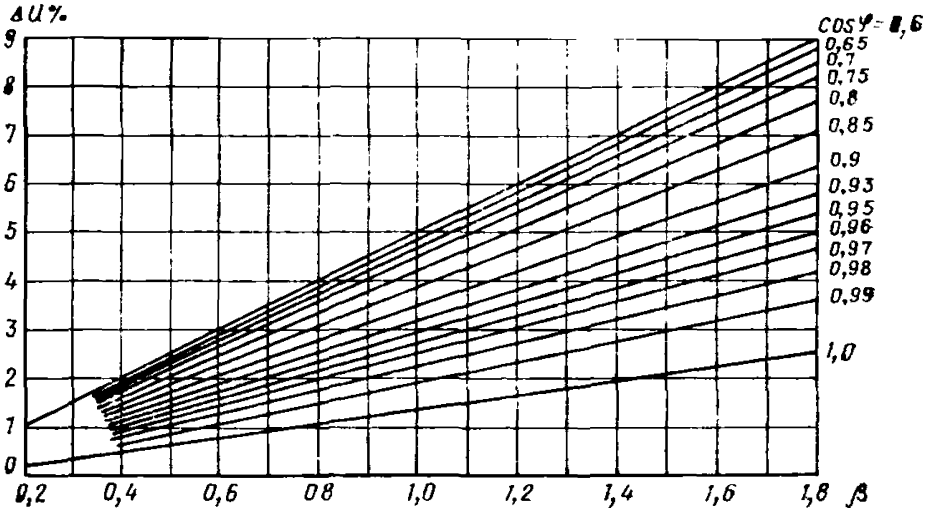


Рис. 36. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 630 кВ·А со схемой соединения обмоток $Y/Y_н$—0

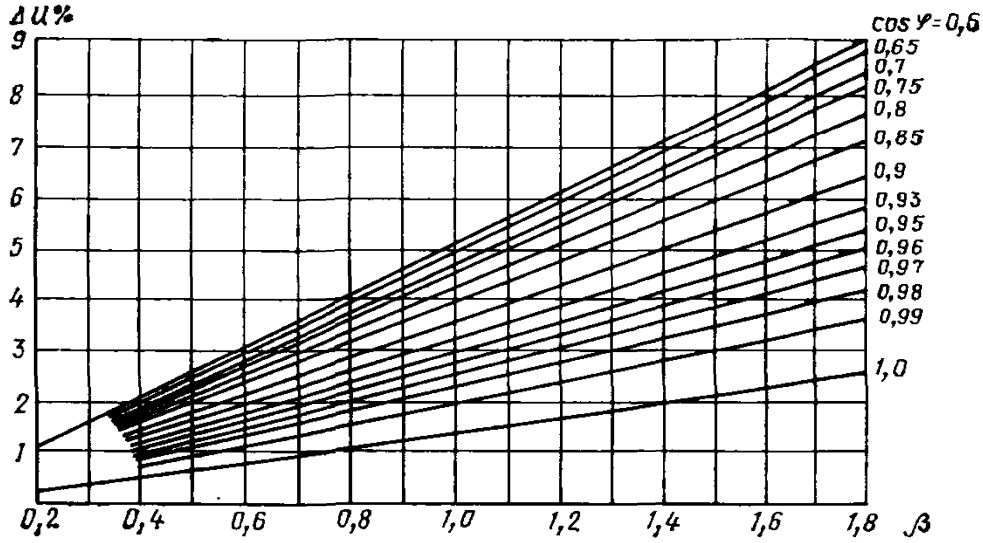


Рис. 37. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 1000 кВ·А со схемой соединения обмоток $Д/Y_н$—11

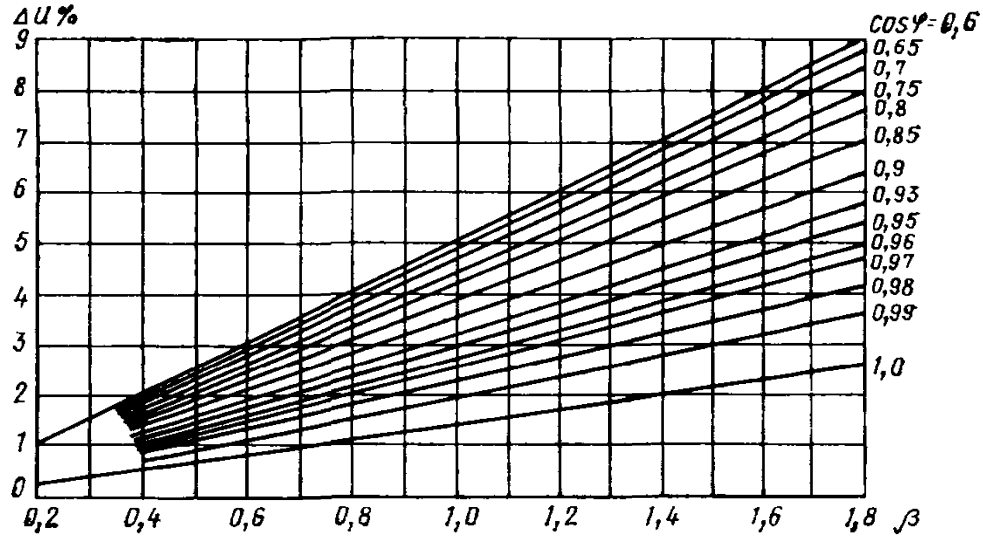


Рис. 38. Графики потерь напряжения в трансформаторе 10(6)/0,4 кВ мощностью 1000 кВ·А со схемой соединения обмоток $Y/Y_н$—0

РАСЧЕТЫ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Проверка сети на отклонения напряжения

5.16. На зажимах основной массы коммунально-бытовых электроприемников допускаются отклонения напряжения в пределах ±5 % номинального (см. п. 5.4 ВСН 97-83). В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5 %.

5.17. Для ориентировочной оценки соответствия отклонений напряжения требованиям ГОСТ 13109—67 с изм. на конкретном участке распределительной сети при отсутствии необходимых исходных данных (графиков нагрузки потребителей, коэффициентов мощности, уровней напряжения на шинах ЦП и др.) могут использоваться приведенные ниже показатели по регулированию напряжения на шинах 10(6) кВ ЦП и предельным потерям напряжения в сети. Эти данные получены для условия встречного регулирования напряжения на шинах ЦП, осуществляемого по суммарному току нагрузки силовых трансформаторов.

5.18. График зависимости глубины встречного регулирования от соотношения коммунально-бытовой и промышленной нагрузок на центре питания представлен на рис. 39. Применительно к коммунально-бытовым потребителям городских электрических сетей глубина встречного регулирования представляет собой алгебраическую разность уровней напряжения в процентах от номинального напряжения в периоды вечернего максимума и дневного минимума нагрузок указаных потребителей.

5.19. В зависимости от глубины встречного регулирования и загрузки трансформаторов распределительной сети в табл. 33 приведены предельные суммарные потери напряжения в сетях напряжением 10(6) кВ от ЦП до ТП, при которых выдерживаются требования ГОСТ 13109—67 с изм. в части отклонений напряжения. При этом суммарные потери напряжения в наружных и внутренних сетях напряжением 0,4 кВ приняты в размере ~7 %.

В необходимых случаях при меньших по сравнению с указанными потерях напряжения в сетях 0,4 кВ можно соответственно на ту же величину повысить потери напряжения в сетях 10(6) кВ.

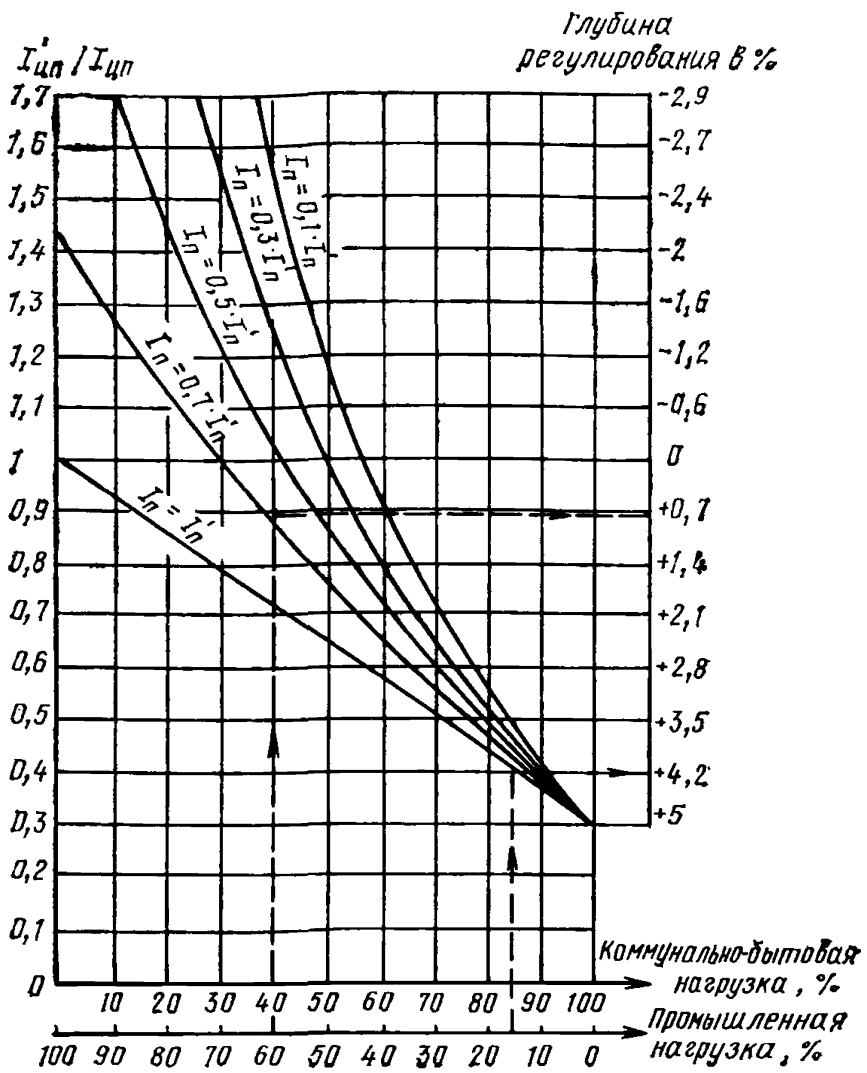


Рис. 39. График зависимости глубины встречного регулирования напряжения от соотношения коммунально-бытовой и промышленной нагрузки на шинах 10(6) кВ ЦП

Условные обозначения

$I_{цп}$ — нагрузка промышленности вечером (II смена), А; $I'_{п}$ — то же, днем (I смена), А; $I_{цп}$ — нагрузка трансформатора ЦП вечером, А; $I'_{цп}$ — то же, днем, А

Пример 1. Коммунально-бытовая нагрузка составляет 85%*, промышленная — 15, которая одинакова в I и

* Процентное соотношение нагрузок дается на стороне 10(6) кВ трансформатора ЦП.

Таблица 33

Глубина встречного регулирования напряжения на ЦП, %	Предельные потери напряжения в сети 10 (6) кВ при загрузке трансформаторов 10 (6)/0,4 кВ в нормальном режиме		
	90 %	120 %	160 %
+5	6	6	5,5
+4	6	6	4,5
+3	5,5	5	3,5
+2	5	4,5	2,5
+1	4	3	1,5
0	3	2	1
—1	2	1	0,5
—2	1	0	0
—3	0	0	0

Примечания: 1. При больших по сравнению с приведенными в таблице потерях напряжения должны применяться средства местного регулирования напряжения или предусматриваться меры по снижению потерь напряжения в сетях 0,4 кВ путем увеличения сечений линий.

2. Данные таблицы являются предельными усредненными результатами расчетов, выполненных на основе характерных режимов работы рационально построенных распределительных сетей при следующих условиях:

а) дневная нагрузка коммунально-бытовых потребителей составляет $^1/_3$ их вечернего максимума;

б) коэффициент мощности на шинах 0,4 кВ ТП равен 0,9÷0,95 в период вечернего максимума и 0,6÷0,7 в период дневного и ночного минимума;

в) предельные потери напряжения во внутридомовых сетях согласно СН 544-82 составляют: в малоэтажной застройке 0,5÷1 %, в многоэтажной застройке 2÷3,5 %;

г) суммарная нагрузка ЦП в ночной период минимальная и на шинах 10 (6) кВ поддерживается напряжение на уровне номинального;

д) влияние зоны нечувствительности устройства РПН и вероятной несимметрии фазных напряжений в сети 0,4 кВ на отклонения напряжения принято в размере ±1 %.

II смену ($I_п = I'_п$). Загрузка трансформаторов в ТП — 120 %. На графике рис. 39 из точки 85 % (15 %) проводим пунктир до пересечения с линией, соответствующей $I_п = I'_п$ и затем определяем глубину регулирования (горизонтальная пунктирная линия), которая составляет 4,2 %. При таком значении глубины регулирования (см. табл. 33) нормируемые отклонения напряжения обеспечиваются у коммунально-бытовых электроприемников даже при предельно-допустимых значениях со-

гласно п. 5.7 ВСН 97-83 потерь напряжения в сетях 10(6) и 0,4 кВ и, следовательно, не требуется установка дополнительных средств регулирования.

Пример 2. Коммунально-бытовая нагрузка составляет 40 %, промышленная 60 %, причем нагрузка II смены на 30 % меньше, чем первой ($I_{п}=0{,}7I'_{п}$). Загрузка трансформаторов в ТП — 90 %. Аналогичным образом по соответствующей кривой на рис. 39 определяем глубину регулирования +1 %, при которой согласно табл. 33 предельные потери напряжения не должны превышать 4 % в сети 10(6) кВ.

Пример 3. Данные по составу нагрузок ЦП отсутствуют, но имеются суточные графики нагрузки трансформаторов ЦП в период зимнего максимума. Определяем отношение дневной нагрузки (в период от 13^{00} до 16^{00} часов) в вечерней (20^{00} — 21^{30}). Например, отношение $I'_{цп}/I_{цп}=1$. Из графика на рис. 39 видно, что данному соотношению нагрузок трансформатора ЦП соответствует нулевое значение глубины регулирования. По табл. 33 данному значению глубины регулирования соответствует предельная потеря напряжения в сети 10(6) кВ — 3 % при загрузке трансформаторов 90 % и соответственно 2 и 1 % при загрузке на 120 и 160 %.

Проверка сети напряжением до 1000 В на размах изменений напряжения

5.20. Сеть напряжением 0,4 кВ, рассчитанная в соответствии с требованиями пп. 5.1 и 5.7 ВСН 97-83 при совместном питании силовой и осветительной нагрузки зданий, как правило, не требует проверки на допустимые значения размахов изменений напряжения.

При наличии электродвигателей с частыми пусками в проекте внутреннего электрооборудования здания должна выполняться проверка сети на допустимые значения размахов изменений напряжения в соответствии с п. 2.4. изменения № 2 ГОСТ 13109—67 с изм.

Расчеты токов короткого замыкания в сетях напряжением 10 и 6 кВ

5.21. Линии и оборудование элементов сети в соответствии с требованиями ПУЭ и ВСН 97-83 проверяются по токам короткого замыкания (КЗ).

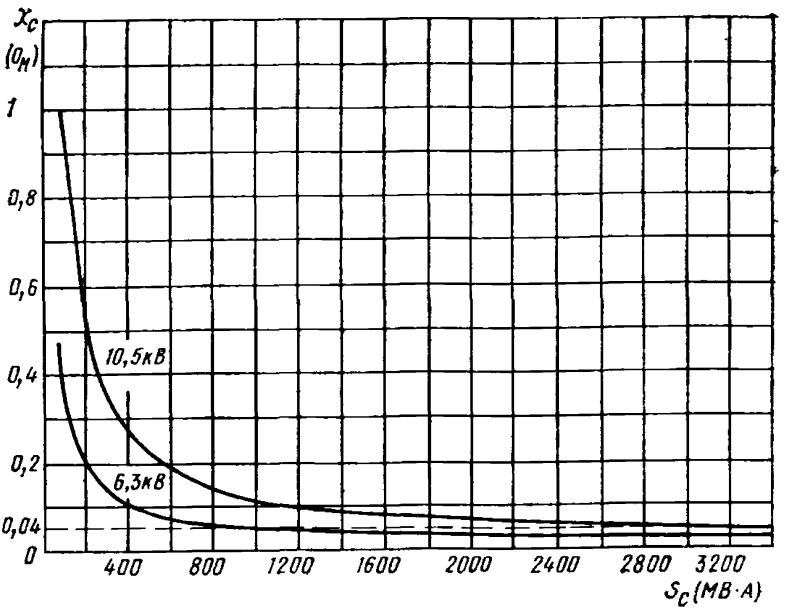


Рис. 40. Кривые для определения индуктивного сопротивления системы $(X)_C$

5.22. Для расчетов токов КЗ определяется суммарное индуктивное сопротивление до точки КЗ, приведенное к ступени напряжения 10 или 6 кВ.

В протяженных кабельных и воздушных линиях следует учитывать также активные сопротивления.

5.23. Индуктивное сопротивление системы (X_c) в зависимости от мощности КЗ системы (S_c) на стороне высшего напряжения ЦП определяется по кривым на рис. 40.

В целях упрощения расчетов для сети напряжением 10 кВ при S_c=2500 МВ·А и для сети 6 кВ при S_c= =1000 МВ·А индуктивное сопротивление системы принимается X_c=0,04 Ом.

Таблица 34

Ступень напряжения, кВ	Индуктивное сопротивление 10-ти км воздушных линий $X_л$, Ом, при напряжении, кВ		
	37	115	162
6,3	0,115	0,012	0,06
10,5	0,3	0,03	0,017

Таблица 35

Сечение проводов и кабелей, мм²	Активное сопротивление r, Ом/км					Индуктивное сопротивление X, Ом/км		
	трехжильных кабелей с алюминиевыми жилами	неизолированных проводов марки				кабельных линий напряжением, кВ		воздушных линий
		А	АС	АН	АЖ	6	10	
25	1,28	1,16	1,18	1,24	1,34	—	—	—
35	0,92	0,85	0,79	0,9	0,98	0,085	0,09	0,36
50	0,64	0,59	0,6	0,62	0,68			
70	0,46	0,42	0,43	—	—			0,33
95	0,34	0,31	0,31	—	—			
120	0,27	0,25	0,25	0,27	0,29	0,075	0,08	—
150	0,21	0,2	0,2	0,21	0,23			
185	0,17	0,16	0,16	0,17	0,18			—
240	0,13	0,12	0,12	—	—			—

Таблица 36

Мощность трансформатора, МВ·А	Индуктивное сопротивление трансформаторов $X_т$, Ом, при высшем напряжении, кВ											
	35				110				150			
	Тип	U_k, % ВН—НН	$X_т$, Ом, при низком напряжении, кВ		Тип	U_k, % ВН—НН	$X_т$, Ом, при низком напряжении, кВ		Тип	U_k, % ВН—НН	$X_т$, Ом, при низком напряжении, кВ	
			6	10			6	10			6	10
2,5	ТМ ТМН	6,5	1,03	2,86	ТМН	10,5	1,66	4,62	—			
4	ТМ ТМН	7,5	0,74	2,06	—	—	—	—	—			
5,6*	ТМ	7,5	0,53	1,47	ТМ ТМТГ	10,5 17	0,74 1,21	2,06 3,34	—			
6,3	ТМТН ТМ ТМН	7,5	0,47	1,31	ТМН ТМТ ТМТН	10,5 10,5 17 17	0,66 0,66 1,07 1,07	1,84 1,84 2,97 2,97	—			
7,5*	ТМ	7,5	0,4	1,1	ТМГ ТМТГ	10,5 17	0,56 0,9	1,54 2,5	—			
10	ТД ТЦ	7,5	0,3	0,83	ТДН	10,5	0,42	1,16	ТД	14	0,55	1,54
	ТДТН ТМТН	16,5 8	0,65 0,32	1,82 0,86	ТДТН ТМТН*	17	0,67	1,87				
	ТДНС	14	0,55	1,54	ТДТНГ ТДТНГ*	10,5	0,42	1,16				
					ТДТГ*	17	0,67	1,87				
	ТДН	8	0,32	0,88	ТМТ*	10,5 17	0,42 0,67	1,16 1,87				
15*	ТД	8	0,21	0,59	ТМ ТДН ТМТ	10,5 10,5 17	0,28 0,28 0,45	0,77 0,77 1,25	ТДГ	11,5	0,3	0,85
7,5*	ТДН	8	0,2	0,55	ТДН	10,5	0,26	0,72	ТДН	11	0,27	0,76
16	ТМТН ТДТН ТДНС	8 16,5 10	0,2 0,41 0,25	0,55 1,13 0,69	ТДТН ТДТН	17 10,5 18,5	0,42 0,26 0,46	1,16 0,72 1,28	—			
20*	ТД	8	0,16	0,44	ТД ТДТГ	17 10,5	0,34 0,21	0,93 0,58	—			
25	ТДН ТРДН	8 9,5	0,13 0,3	0,35 0,84	ТРДН ТДНТ	10,5 10,5 17	0,33 — 0,27	0,93 0,46 —	ТДНТ	11,5 18	0,18 0,28	0,51 0,79
31,5*	ТД	8	0,1	0,28	ТД ТДТН ТДН ТДТГ	10,5 17,5 11,6 10,5	0,13 0,22 0,15 0,13	0,37 0,6 0,41 0,37	ТДГ	12,5	0,16	0,44
32*	ТРДН	11,5	0,28	0,79	ТРДН	10,5	0,26	0,73	ТРДН	10,5	0,26	0,73
40	ТД	8,5	0,08	0,23	ТРДН ТДНТ ТДТН	10,5 10,5 17	0,21 — 0,17	0,58 0,29 —	ТДЦ ТДТН	11 18	0,11 0,18	0,31 0,5
63	—				ТРДН ТДТН	10,5 17	0,13 0,11	0,37 0,3	—			

* Трансформаторы по старым стандартам.

5.24. Индуктивное сопротивление ВЛ напряжением 35, 110 и 150 кВ, приведенное к напряжению 10 и 6 кВ, дано в табл. 34. Активные и индуктивные сопротивления кабельных и воздушных линий напряжением 10 и 6 кВ приведены в табл. 35.

5.25. Индуктивные сопротивления трехфазных силовых трансформаторов 35, 110 и 150 кВ, приведенные к низшему напряжению 10 и 6 кВ, даны в табл. 36.

При наличии в сетях промежуточной трансформации 35 кВ реактансы трехобмоточных трансформаторов между обмотками 110 (150) и 35 кВ, приведенные к напряжениям 10 и 6 кВ, определяются умножением указанных в табл. 36 значений $X_т$ на коэффициенты приведения:

$$K_{прив} = 0{,}62 \text{ при } U_{К_{в.н-н.н}} = 17\ \%;$$

$$K_{прив} = 1{,}62 \text{ при } U_{К_{в.н-н.н}} = 10{,}5\ \%.$$

5.26. Для определения токов КЗ в сетях напряжением 10 и 6 кВ следует пользоваться номограммой на рис. 41.

На номограмме по вертикальной оси откладываются суммарные значения индуктивных сопротивлений X, Ом, по горизонтальной суммарные значения активных сопротивлений r, Ом. Точка пересечения при помощи дуговых кривых переносится снова на вертикальную ось, которая в данном случае покажет полное сопротивление Z, Ом. Перенося значение Z, Ом, в левую часть номограммы до пересечения с кривыми для напряжений 10 и 6 кВ и опуская перпендикуляр на горизонтальную ось, получим соответствующие значения токов КЗ в кА.

5.27. Проверка кабелей на термическую устойчивость производится по допустимым значениям токов КЗ, соответствующих установленным предельным температурам нагрева токопроводящих жил при коротком замыкании.

Для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией в соответствии с ТУ 16.705.249—82 принимаются повышенные температуры нагрева жил.

5.28. Допустимые значения токов КЗ для расчетной продолжительности КЗ, равной 1 с и предшествующей 100 % нагрузке кабеля приведены для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией в табл. 37; для кабелей с пластмассовой изоляцией в табл. 38.

При других расчетных условиях значения тока КЗ

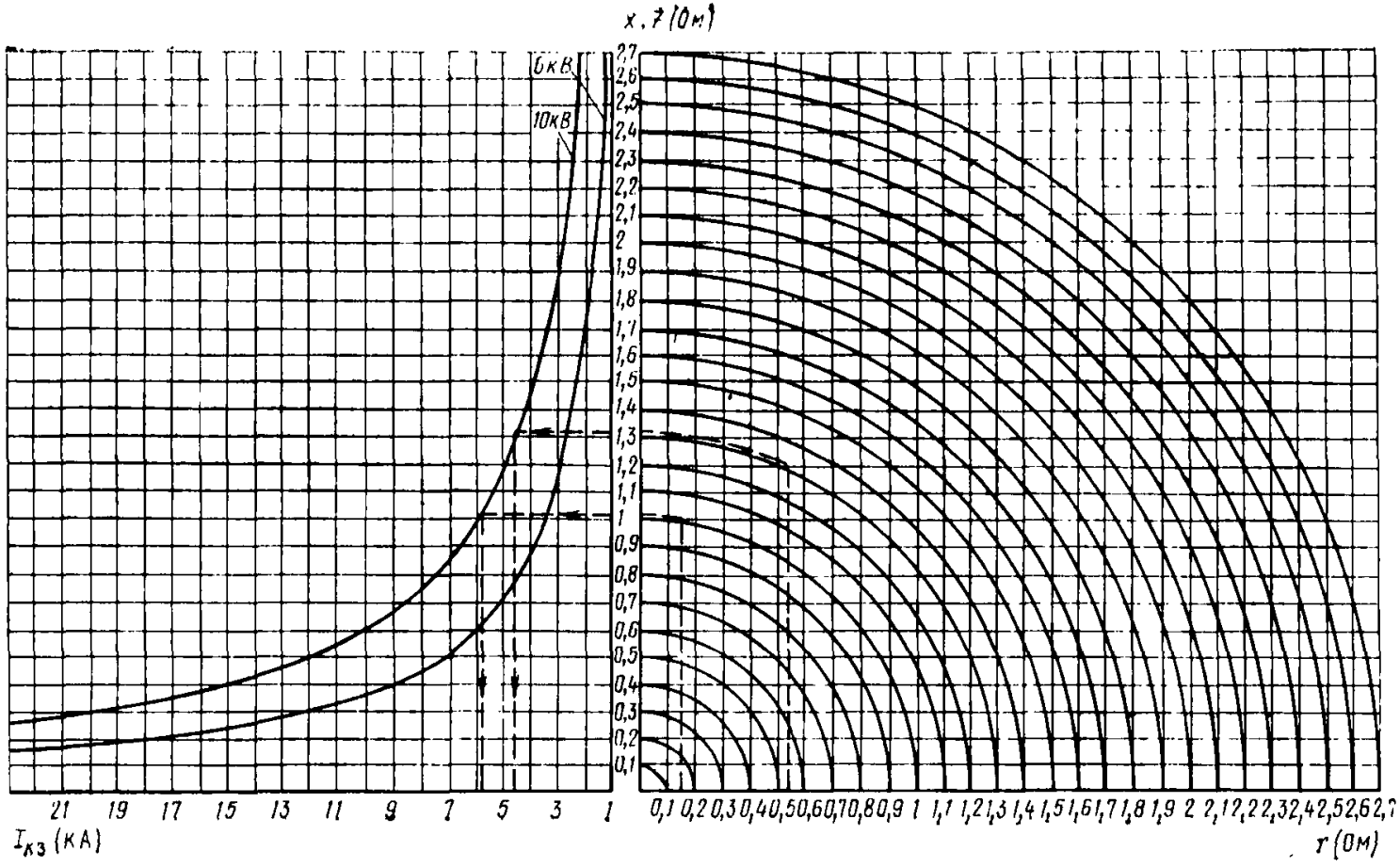


Рис. 41. Номограмма для определения токов короткого замыкания в сети напряжением 6—10 кВ

Таблица 37

Номинальное сечение токопроводящих жил, мм²	Допустимый ток односекундного короткого замыкания кабелей с пропитанной бумажной изоляцией, кА, при номинальном напряжении кабеля, кВ					
	1—6		10		20—35	
	Медные жилы	Алюминиевые жилы	Медные жилы	Алюминиевые жилы	Медные жилы	Алюминиевые жилы
6	0,77	0,51	0,81	0,53	—	—
10	1,29	0,85	1,35	0,89	—	—
16	2,06	1,36	2,16	1,42	—	—
25	3,21	2,12	3,37	2,23	2,5	1,66
35	4,5	2,97	4,72	3,12	3,51	2,32
50	6,43	4,25	6,74	4,45	5	3,31
70	9	5,94	9,43	6,23	7,01	4,64
95	12,21	8,06	12,8	8,46	9,52	6,29
120	15,42	10,19	16,17	10,69	12,02	7,95
150	19,28	12,73	20,21	13,36	15,62	8,12
185	23,78	15,71	24,93	16,47	18,53	12,3
240	30,84	20,4	32,34	21,37	24,04	15,9
300	—	—	—	—	30,05	19,88

Таблица 38

Номинальное сечение токопроводящих жил, мм²	Допустимый ток односекундного короткого замыкания кабелей с пластмассовой изоляцией, кА					
	ПВХ пластикат		ПЭ термопластичный		ПЭ сшитый	
	Медные ТПЖ	Алюминиевые ТПЖ	Медные ТПЖ	Алюминиевые ТПЖ	Медные ТПЖ	Алюминиевые ТПЖ
6	0,69	0,46	0,58	0,38	0,86	0,57
10	1,15	0,76	0,96	0,63	1,43	0,94
16	1,84	1,22	1,53	1,04	2,29	1,51
25	2,88	1,9	2,4	1,58	3,58	2,36
35	4,03	2,66	3,35	2,22	5,01	3,31
50	5,75	3,8	4,79	3,17	7,15	4,72
70	8,05	5,32	6,71	4,44	10,02	6,61
95	10,93	7,22	9,11	6,02	13,6	8,98
120	13,8	9,12	11,5	7,61	17,17	11,34
150	17,25	11,4	14,38	9,51	21,46	14,17
185	21,27	14,07	17,73	11,73	26,47	17,48
240	27,6	18,25	23	15,21	34,34	22,68

Таблица 39

Тип кабеля	Прокладка кабеля	Значение поправочного коэффициента K_1 при коэффициенте нагрузки кабеля $I/I_{доп}$						
		0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
1. Кабели с пропитанной бумажной изоляцией напряжением, кВ:								
1—6	В воздухе	1,22	1,2	1,17	1,14	1,1	1,05	1
	В земле	1,26	1,24	1,2	1,16	1,11	1,06	1
10	В воздухе	1,17	1,15	1,13	1,11	1,07	1,04	1
	В земле	1,21	1,19	1,16	1,13	1,09	1,05	1
20—35	В воздухе	1,27	1,24	1,21	1,16	1,12	1,06	1
	В земле	1,33	1,29	1,25	1,21	1,15	1,08	1
2. Кабели с пластмассовой изоляцией из:								
поливинилхлорида	В воздухе	1,23	1,21	1,18	1,14	1,09	1,05	1
	В земле	1,28	1,25	1,2	1,17	1,12	1,06	1
полиэтилена	В воздухе	1,32	1,29	1,25	1,2	1,14	1,07	1
	В земле	1,38	1,34	1,3	1,24	1,17	1,09	1

Таблица 40

Номинальное сечение токопроводящих жил, мм²	Допустимый ток 0,2-секундного короткого замыкания, кА, при номинальном напряжении кабеля с алюминиевыми жилами, кВ							
	6				10			
	Коэффициент нагрузки кабеля							
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8
16	3,77	3,65	3,53	3,36	3,78	3,68	3,59	3,46
25	5,88	5,69	5,5	5,26	5,91	5,77	5,62	5,42
35	8,23	7,97	7,7	7,37	8,31	8,1	7,89	7,61
50	11,78	11,4	11,02	10,55	11,84	11,54	11,24	10,85
70	16,47	15,94	15,4	14,74	16,58	16,16	15,74	15,18
95	22,34	21,62	20,9	20	22,51	21,95	21,38	20,62
120	28,25	27,34	26,42	25,29	28,44	27,72	27,01	26,05
150	35,29	34,15	33,01	31,59	35,55	34,65	33,75	32,56
185	43,56	42,16	40,75	38,99	43,83	42,72	41,62	40,14
240	56,56	54,73	52,91	50,63	56,86	55,43	53,99	52,08

Таблица 41

Номинальное сечение токопроводящих жил, мм²	Допустимый ток 0,7-секундного короткого замыкания, кА, при номинальном напряжении кабеля с алюминиевыми жилами, кВ							
	6				10			
	Коэффициент нагрузки кабеля							
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8
16	2,02	1,96	1,89	1,81	2,02	1,97	1,92	1,85
25	3,14	3,04	2,93	2,81	3,17	3,09	3	2,9
35	4,4	4,26	4,12	3,94	4,44	4,33	4,21	4,07
50	6,3	6,1	5,89	5,64	6,33	6,17	6,01	5,8
70	8,8	8,52	8,24	7,88	8,85	8,63	8,41	8,11
95	11,94	11,56	11,17	10,69	12,03	11,73	11,42	11,02
120	15,1	14,62	14,13	13,52	15,2	14,81	14,43	13,92
150	18,86	18,25	17,64	16,88	18,99	18,51	18,03	17,4
185	23,27	22,52	21,77	20,83	23,42	22,83	22,24	21,45
240	30,23	29,26	28,28	27,06	30,39	29,63	28,86	27,84

Таблица 42

Номинальное сечение токопроводящих жил, мм²	Допустимый ток 1, 2-секундного короткого замыкания, кА, при номинальном напряжении кабеля с алюминиевыми жилами, кВ							
	6				10			
	Коэффициенты нагрузки кабеля							
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8
16	1,4	1,36	1,31	1,25	1,4	1,37	1,33	1,29
25	2,19	2,12	2,05	1,96	2,21	2,16	2,1	2,03
35	3,06	2,96	2,87	2,74	3,09	3,02	2,94	2,83
50	4,39	4,25	4,11	3,93	4,41	4,3	4,19	4,04
70	6,14	5,94	5,74	5,49	6,18	6,02	5,86	5,66
95	8,32	8,05	7,78	7,45	8,39	8,18	8	7,68
120	10,53	10,19	9,85	9,42	10,59	10,32	10,06	9,7
150	13,14	12,72	12,3	11,77	13,24	12,91	12,58	12,13
185	16,23	15,71	15,18	14,53	16,33	15,92	15,5	14,95
240	21,07	20,39	19,71	18,86	21,18	20,65	20,11	19,4

Таблица 43

Номинальное сечение токопроводящих жил, мм²	Допустимый ток 1,7-секундного короткого замыкания, кА, при номинальном напряжении кабеля с алюминиевыми жилами, кВ							
	6				10			
	Коэффициент нагрузки кабеля							
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8
16	0,99	0,96	0,93	0,89	0,99	0,96	0,94	0,9
25	1,55	1,5	1,45	1,39	1,56	1,52	1,48	1,43
35	2,17	2,1	2,03	1,94	2,18	2,12	2,07	1,99
50	3,1	3	2,9	2,78	3,12	3,04	2,96	2,86
70	4,33	4,19	4,05	3,87	4,36	4,25	4,14	3,99
95	5,88	5,69	5,5	5,26	5,91	5,77	5,62	5,42
120	7,43	7,19	6,95	6,65	7,49	7,3	7,11	6,86
150	9,29	8,99	8,69	8,31	9,35	9,12	8,88	8,57
185	11,46	11,09	10,72	10,26	11,52	11,23	10,94	10,55
240	14,88	14,4	13,92	13,32	14,96	14,58	14,2	13,7

Таблица 44

Наименование элементов	Параметры	Сопротивления, приведенные к напряжению 10 кВ, Ом		Результаты расчетов
		X	R	
Энергосистема	$S_c = 3000$ МВ·А	0,04	—	$\Sigma X = 0,04 + 0,19 + 0,18 + 0,55 = 0,96$ Ом $\Sigma R = 0,12$ Ом
Районная подстанция Трансформатор ТДТН-63/110	$S_т = 63$ МВ·А $U_т = 110/35/10$ кВ $U_{к\,вн-нн} = 17$ %	$X_т = X_{т10}\,K_{пр}$ $X_т = 0,3 \cdot 0,62 = 0,19$	—	
ВЛ 35 кВ	$L = 6$ км АС—120	$X_л = 0,33 \cdot 0,6 = 0,18$	$R_л = 0,25 \cdot (10,5/37)^2 = 0,12$	$Z = 1,06$ Ом $I_{к.з_1} = 5,7$ кА
Понижающая подстанция Трансформатор ТМТН — 16/35	$S_т = 16$ МВ·А $U_т = 35/10$ кВ $U_к = 8$ %	$X_т = 0,55$	—	—
Питающая сеть Кабельная линия	ААБ-10 3×120 $L = 1$ км	$X_к = 1 \cdot 0,08 = 0,08$	$R_к = 1 \cdot 0,27 = 0,27$	$\Sigma X = 0,96 + 0,08 + 0,13 = 1,16$ Ом $\Sigma R = 0,12 + 0,27 + 0,12 = 0,51$ Ом
Распределительная сеть Участок ВЛ	$L = 0,4$ км А3×95	$X_{вл} = 0,33 \cdot 0,4 = 0,13$	$R_{вл} = 0,31 \cdot 0,4 = 0,12$	$Z = 1,26$
Кабельные линии	1ААБ—10 3×70 2ААБ—10 3×50			$I_{к.з_{2,3}} = 4,7$ кА

определяются путем умножения значений токов КЗ по табл. 37 и 38 на коэффициенты:

$$I_{кз} = I_{кз_р} K_1 K_2,$$

где $I_{кзр}$ — значение тока КЗ по табл. 37, 38; K_1 — коэффициент, учитывающий отношение расчетной токовой нагрузки кабельной линии к длительно допустимому току нагрузки кабеля по табл. 39; $K_2 = \sqrt{\frac{1}{\tau_{кз}}}$ — коэффициент, учитывающий продолжительность КЗ; $\tau_{кз}$ — с.

5.29. Проверка кабелей с алюминиевыми жилами с пропитанной бумажной изоляцией, проложенных в земле, на термическую устойчивость в зависимости от продолжительности КЗ (0,2; 0,7; 1,2 и 1,7 с) и нагрузки кабеля (50, 60, 70 и 80 %) производится по табл. 40, 41, 42 и 43.

Пример. Проверить на термическую устойчивость токам КЗ кабели питающей и распределительной сети, подключенные к п/станции 35/10 кВ. Параметры всех элементов системы электроснабжения и результаты расчетов приведены в табл. 44.

X_c определен по кривой на рис. 40. $r_к$, $r_{вл}$, $X_{вл}$ по табл. 34 и 35. $X_т$ по табл. 36.

Значения Z и токов КЗ на шинах 10 кВ ЦП ($I_{кз_1}$) и на линиях 10 кВ ($I_{кз_2}$ и $I_{кз_3}$) определены по номограмме на рис. 41.

При $I_{кз_1} = 5{,}7$ кА и $t_ф = 1{,}2$ с минимально допустимое сечение кабеля с предварительной нагрузкой 60 % согласно данным табл. 42 составляет приблизительно 60 мм². В примере питающий кабель марки ААБ имеет сечение 3×120 мм².

В распределительной сети при $I_{кз_{2,3}} = 4{,}7$ кА и $t_ф = 0{,}7$ допустимое сечение кабеля с предварительной нагрузкой 60% по табл. 41 составляет 35 мм², что меньше сечений существующих кабелей ААБ 3×50 и ААБ 3×70.

Проверка сети до 1000 В по условию обеспечения автоматического отключения линии при однофазных коротких замыканиях

5.30. Сети напряжением до 1000 В с глухим заземлением нейтрали согласно требованиям п. 5.2 ВСН 97-83 должны проверяться на обеспечение автоматического отключения поврежденного участка при однофазном КЗ.

5.31. Предельные длины кабельных и воздушных линий до 1000 В, при которых обеспечивается отключение линии предохранителем (автоматом) при однофазном КЗ, приведены в приложении.

При установке в нулевом проводе специального устройства защиты, действующего на отключение трехфазной воздушной линии, при однофазном КЗ проверка сети не производится.

Компенсация емкостных токов

5.32. Компенсация емкостных токов в сетях напряжением 10 и 6 кВ выполняется в соответствии с ПУЭ (п. 1.2.16) и ВСН 97-83 (п. 3.9).

5.33. Компенсация емкостных токов однофазного замыкания на землю в распределительных сетях напряжением 10 и 6 кВ осуществляется, как правило, путем установки дугогасящих заземляющих реакторов на шинах 10 и 6 кВ ЦП. При раздельной работе трансформаторов ЦП и емкостном токе каждой секции, превышающем допустимые значения, дугогасящие реакторы устанавливаются на обеих секциях и мощность каждого реактора выбирается по суммарному емкостному току соответствующей секции шин.

Если емкостный ток каждой секции меньше допустимого, а суммарный ток двух секций превышает допустимый, то устанавливается один дугогасящий реактор, который присоединяется к секции с большим током замыкания на землю; в этом случае мощность катушки выбирается по суммарному емкостному току обеих секций, так как включение секций на параллельную работу может быть длительным.

5.34. Мощность катушки определяется произведением ее номинального тока на фазное напряжение сети; при этом не учитываются кратковременные эксплуатационные режимы, увеличивающие ток замыкания на землю.

5.35. Удельные значения емкостных токов однофазного замыкания на землю для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 10 и 6 кВ приведены в табл. 45, а тип и параметры дугогасящих масляных реакторов — в табл. 46.

Удельными показателями следует пользоваться для определения емкостного тока сети. Расчеты по упрощенной формуле менее точны.

Таблица 45

Сечение кабеля, мм²	Удельные емкостные токи однофазного замыкания на землю, А/км, при напряжении, кВ	
	6	10
16	0,37	0,52
25	0,46	0,62
35	0,52	0,69
50	0,59	0,77
70	0,71	0,9
95	0,82	1
120	0,89	1,1
150	1,1	1,3
185	1,2	1,4
240	1,3	1,6

Таблица 46

Тип однофазного реактора	Номинальное напряжение, кВ		Мощность реактора, кВ·А	Предельные токи реактора, А
	сети	реактора		
РЗДСОМ	10	$11/\sqrt{3}$	190	25÷12,5
			380	50÷25
			760	100÷50
			1520	200÷100
	6	$6,6/\sqrt{3}$	115	42,5÷25
			230	50÷25
			460	100÷50
			920	200÷100
РЗДПОМ	10	$11/\sqrt{3}$	190	25÷5
			480	63÷12,6
	6	$6,6/\sqrt{3}$	120	26,2÷5,2
			300	65,5÷13,1

6. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТЕЙ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

6.1. Конструктивные решения элементов городских электрических сетей зависят от местных условий, значимости города и поселка и характера их застройки.

6.2. Требования к конструктивному выполнению элементов сети напряжением 110(35) кВ и выше содержатся в пп. 7.1—7.10 ВСН 97-83.

6.3. На стадии «Схема» определяется местоположение центров питания — подстанций напряжением 110(35) кВ и выше и резервируется необходимая территория под их строительство.

6.4. Для подстанций глубокого ввода (ПГВ), сооружаемых по простейшим схемам, могут быть приняты ориентировочные размеры площадок, га, в зависимости от напряжения:

подстанции	220 кВ.....	до 1;
»	110	»	» 0,3;
»	35	»	» 0,2.

6.5. При сооружении ПГВ (располагаются в центре электрических нагрузок) необходимо соблюдать требуемые величины разрывов от территории подстанций до жилой застройки, которые определяются в зависимости от типа подстанций (открытая или закрытая), мощности трансформаторов, а также по допустимым уровням шума, подтвержденным акустическим расчетом.

6.6. В условиях питания ПГВ воздушными линиями проектирование подстанций должно выполняться одновременно с питающими линиями, для чего надо предусматривать коридор, габариты которого определяются напряжением линии, высотой опор и величиной охранной зоны.

6.7. Для обеспечения сохранности, создания нормальных условий эксплуатации и предотвращения несчастных случаев в соответствии с п. 2.5.105.ПУЭ вдоль ВЛ устанавливаются охранные зоны в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченных вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при неотклоненном их положении на расстоянии: до 20 кВ — 10, 35 кВ — 15, 110 кВ — 20, 150—220 кВ — 25, 330 кВ —30 м. При прокладке ВЛ в городских условиях должны быть выполнены требования ПУЭ, регламентирующие пересечения и сближения ВЛ с различными сооружениями и коммуникациями на территории города, а также требования к конструктивному выполнению ВЛ.

6.8. При прохождении ВЛ по населенной местности в стесненных условиях расстояние по горизонтали от

крайних проводов ВЛ при наибольшем их отклонении до ближайших выступающих частей зданий и сооружений принимается согласно ПУЭ (п. 2.5.115) и должно быть не менее для линий напряжением:

до 20 кВ.....2 м;
35—110 » .....4 »;
150 » .....5 »;
220 » .....6 ».

6.9. Требования к конструктивному выполнению сетей напряжением 0,4—20 кВ содержатся в пп. 7.11—7.22 ВСН 97-83.

6.10. При прокладке нескольких кабельных линий разного назначения рекомендуется соблюдать следующую последовательность (исключающую их взаимное перекрещивание), приведенную в табл. 47.

Таблица 47

Ряды кабельных линий от фундаментов зданий	Назначение кабельной линии	Характер нагрузки	Напряжение кабеля, кВ
Первый	Распределительная сеть	Коммунально-бытовая и мелкомоторная нагрузка	До 1
Второй	То же	Смешанная	Св. 1
Третий	Питающая или транзитная сеть	То же	» 1

6.11. Кабельные линии распределительной сети, по которым осуществляется электроснабжение потребителей, имеющих в своем составе электроприемники первой категории, в тех случаях, когда это осуществимо по местным условиям, следует прокладывать по разным трассам, за исключением подходов к РУ ЦП, РП и ТП.

Под «разными трассами» следует понимать прокладку кабелей по разным сторонам одной улицы вне зависимости от ширины проезжей части или прокладку по разным улицам.

6.12. Кабельные линии от ЦП до РП следует, как правило, прокладывать по разным трассам. При невозможности по местным условиям выполнить прокладку

по разным трассам допускается в виде исключения по общей трассе, но в разных траншеях при расстоянии между траншеями не менее 1 м.

6.13. Разрывы от трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 10(6)/0,4 кВ до жилых и общественных зданий при числе трансформаторов в ТП не более двух мощностью каждого до 1000 кВ·А не нормируются. Распределительные пункты (РП) напряжением 10(6) кВ и ТП, как правило, сооружаются как отдельно стоящие здания. В обоснованных случаях допускается применение встроенных в зданиях ТП и подземных ТП и РП. При размещении ТП в общественных зданиях должны соблюдаться требования Инструкции по проектированию электрооборудования общественных зданий массового строительства.

6.14. Площадка для строительства подстанций напряжением 110(35) кВ и выше и всех дополнительных сооружений и коммуникаций должна быть выбрана до утверждения задания на проектирование. При выборе местоположения площадки подстанции следует руководствоваться общими требованиями Норм технологического проектирования подстанций 35—750 кВ. Необходимыми требованиями при размещении подстанции в городских условиях являются: увязка проекта подстанции с архитектурой существующей и проектируемой застройки районов; обеспечение возможности доставки тяжеловесного оборудования от места его разгрузки до площадки подстанции по улицам и проездам; учет вредного воздействия промышленного шума от подстанции.

6.15. Подстанции глубокого ввода напряжением 110 кВ и выше с трансформаторами 25 МВ·А и более, размещаемые непосредственно на селитебной территории, следует предусматривать закрытого типа. Минимальные расстояния от закрытых подстанций 110 кВ и выше до жилых и культурно-бытовых зданий ориентировочно составляют:

при трансфоматорах мощностью	63	МВ·А	30 м
то же	125	»	50 »
»	200	»	70 ».

6.16. При открытой установке трансформаторов и оборудования необходимо выдерживать соответствующие разрывы до жилых и общественных зданий и мест пребывания людей. Без проведения специальных шумоза-

щитных мероприятий на подстанциях напряжением 110 кВ и выше минимальные расстояния рекомендуется принимать в соответствии с данными табл. 48.

Таблица 48

Мощность трансформаторов, МВ·А	Расстояние, м, от подстанции до			
	жилых зданий, спальных помещений детских учреждений, поликлиник	школ и учебных заведений, гостиниц, клубов, библиотек	площадок отдыха в микрорайонах	предприятий торговли, общественного питания, коммунально-бытового обслуживания
40	Св. 300	250	150	50
63	» 700	500	350	100
125	» 1000	800	600	350

Примечание. При установке двух или нескольких трансформаторов и трансформаторов большей мощности, а также при уменьшении указанных в таблице расстояний обеспечение нормируемого уровня звукового давления в расчетных точках должно быть подтверждено специальным акустическим расчетом.

ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 35—110—220 кВ

Закрытые подстанции

6.17. В центральных районах городов с многоэтажной застройкой подстанции глубокого ввода напряжением 35—220 кВ следует сооружать закрытого типа. Это позволяет размещать подстанции в районах с высокой плотностью электрических нагрузок при использовании минимальной территории. На подстанции глубокого ввода не возлагаются функции коммутационных узлов сети высокого напряжения, что определяет использование для них упрощенных схем электрических соединений. Сооружение подстанции закрытого типа с развитым РУ высокого напряжения следует предусматривать в исключительных случаях, при большом количестве отходящих кабельных линий напряжением 35—110 кВ.

Основные показатели закрытых подстанций приведены в табл. 49.

Подстанции напряжением 35 кВ

6.18. Подстанции сооружаются по типовому проекту 407-3-234, разработанному Энергосетьпроектом, рассчитаны на установку трансформаторов мощностью до

2×25 МВ·А и предназначены для использования в воздушной и кабельной сети в районах с обычными геологическими условиями. Все оборудование подстанции размещается в трехэтажном здании размером (в плане) 18×24 м. Высота здания 15 м.

Выполнение ЗРУ-35 кВ по типовому проекту предусматривается по следующим схемам:

мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов;

два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой;

два блока с отделителями и автоматической перемычкой.

Распределительное устройство 10 кВ комплектуется из камер КРУ2-10Э. При установке трансформаторов мощностью до 16 МВ·А ЗРУ-10 — двухсекционное; при установке трансформаторов мощностью 25 МВ·А с расщепленными обмотками ТРДН — четырехсекционное. Предусмотрена возможность установки заземляющих реакторов — соответственно двух или четырех.

Подстанция предназначена для эксплуатации без постоянного дежурного персонала с централизованным обслуживанием. Релейная защита и автоматика выполняются на переменном оперативном токе.

Предусматривается возможность телемеханизации подстанции.

Подстанции напряжением 110 кВ

6.19. Подстанции сооружаются по типовому проекту 407-3-245, разработанному Энергосетьпроектом. Подстанция применяется в районах с обычными геологическими условиями и рассчитана на установку двух трансформаторов мощностью до 63 МВ·А. На напряжении 110 кВ принимается упрощенная схема из двух блоков линия — трансформатор с перемычкой между ними (автоматической или неавтоматической) с установкой отделителей и короткозамыкателей. На напряжении 10 кВ предусматривается обычная, секционированная выключателями, система шин с двумя или четырьмя секциями. Число отходящих линий 10 кВ принимается 24, 32 или 36 в зависимости от мощности трансформатора. На стороне 10 кВ предусмотрена установка дугогасящих реакторов.

Все элементы подстанции размещаются в двухэтажном здании размером 30×30 м. На втором этаже находится РУ 110 кВ и пункт управления, на первом этаже — РУ 10 кВ, камеры силовых трансформаторов (собственных нужд) и заземляющих реакторов, помещение подпитывающих баков кабельных линий и помещение для ремонтного персонала. Здание подстанции сооружается из сборного железобетона или кирпича.

Подстанция предусматривается без постоянного дежурного персонала с централизованным обслуживанием. Релейная защита и автоматика выполняются на переменном или выпрямленном оперативном токе. Предусмотрена возможность телемеханизации подстанции, объем которой определяется при привязке.

Таблица 49

Характеристика подстанций	Номер типового проекта	Мощность трансформаторов, МВ·А	Стоимость, тыс. руб.			Площадь застройки, м²	Строительный объем, м³
			всего*	в том числе			
				оборудования	СМР		
С трансформаторами 35/6—10 кВ	407-3-234	до 2×25	394	233	161	465	7478
С трансформаторами 110/6—10 кВ							
Исполнение:							
в железобетоне	407-3-245	до 2×63	685	374	311	930	11 045
в кирпиче			667	374	293	924	10 969

* Предварительные данные без учета стоимости внешних инженерных сетей и затрат на благоустройство территории.

Открытые подстанции

6.20. Подстанции напряжением 35—110—220 кВ с открытым расположением оборудования, используемые в городах и поселках для питания промышленных и коммунальных потребителей, весьма многообразны. Индустриализация строительства и монтажа подстанций, снижение трудозатрат и сокращение расхода материалов

на строительные работы определили необходимость перейти от изготовления в заводских условиях узлов и деталей к производству комплектных трансформаторных подстанций КТП.

Комплектные подстанции КТПБ

6.21. Комплектные трансформаторные подстанции из блоков заводского изготовления КТПБ выпускаются Куйбышевским заводом «Электрощит» напряжением 35—110/10 и 110/35/10 кВ с упрощенными схемами электрических соединений на стороне ВН. Наряду с упрощенными схемами электрических соединений новая серия предусматривает производство КТПБ по схемам с выключателями на стороне 110 кВ.

В объем заводской поставки входит основное электротехническое оборудование (за исключением силовых трансформаторов), металлоконструкции РУ, ошиновка и вспомогательное оборудование.

КТПБ рассчитаны на использование в районах как с нормальной изоляцией по ГОСТ 9920—75 (I, II и III степень загрязненности атмосферы), так и с усиленной (IV степень загрязненности).

ОРУ 110 и 35 кВ выполняются из отдельных унифицированных блоков, состоящих из металлического каркаса со смонтированным оборудованием, включая элементы вторичных устройств.

Максимальная мощность трасформаторов, устанавливаемых в КТПБ, составляет 16 МВ·А при напряжении 35 кВ и 40 МВ·А — при 110 кВ. КТПБ 220 кВ рассчитаны на установку автотрансформаторов мощностью до 125 МВ·А.

На стороне 10 кВ КТПБ устанавливаются ячейки наружной установки (КРУН-К-37 и др.). Конструкции для ОРУ 110 и 35 кВ КТПБ поставляются в блоках.

Компоновка двухтрансформаторных КТПБ предусматривает возможность выполнения подстанции в две очереди с поставкой в первую очередь элементов КТПБ, относящихся к силовому трансформатору, блоков перемычки 35 и 110 кВ и блока с секционным выключателем 35 кВ. Выходы линий 10 кВ могут быть воздушными и кабельными. Основные параметры подстанций КТПБ приведены в табл. 50.

Таблица 50

Схема на стороне ВН	Напряжение, кВ	Количество, шт., и мощность трансформаторов, МВ·А	Количество присоединяемых линий на стороне			Размеры ПС в ограде (м × м)	Расчетная стоимость, тыс. руб.
			ВН	СН	НН		
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий ВН или мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	220/10—10	2× (40÷63)	2	—	42—50	51×72	670*÷740*
	220/35/10	2× (25÷40)	2	4	22	51×84	610*÷730*
	220/110/10	2×125	2	4	50	111×160	1170*
		2×63	2	4	50	111×80	1060*
Блок-линия — трансформатор с отделителем	110/10	1× (2,5÷16)	1	—	5—11	21×39	110÷150
	110/10—10	1× (25÷40)	1	—	21	21×54	195÷220
	110/35/10	1× (6,3÷40)	1	2	5—20	21×60	155÷230
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линии ВН	110/10	2× (2,5÷16)	2	—	10—22	36×48	200÷270
	110/10—10	2× (25÷40)	2	—	42	36×54	350÷400
	110/35/10	2× (6,3÷10)	2	4	10—16	36×66	280÷310
	110/35/10	2× (25÷40)	2	4	22	—	370÷420

Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии ВН	110/10	2× (2,5÷16)	2	—	10—22	39×48	260÷340
	110/10—10	2× (25÷40)	2	—	42	39×51	430÷465
	110/35/10	2× (6,3÷40)	2	4	10—22	39×66	340÷565
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	110/10	2× (2,5÷16)	2	—	10—22	36×48	300÷380
	110/10—10	2× (25÷40)	2	—	42	42×60	500÷540
	110/35/10	2× (6,3÷40)	2	4	10—22	36×66	410÷570
Мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепях линий	100/10	2× (2,5÷16)	2	—	10—22	42×54	330÷410
	110/10—10	2× (25÷40)	2	—	22	42×60	530÷570
	110/35/10	2× (6,3÷40)	2	4	10—42	42×75	440÷600
	35/10	2× (6,3÷16)	2	—	8	27×39	165÷230
Одна рабочая секционированная выключателем система шин	35/10	2× (6,3÷16)	2	—	8	36×39	190÷260

* Данные предварительные.

Примечания: 1. Расчетные стоимости КТПБ приведены в целом по подстанции, включая постоянную часть затрат.

2. Количество ячеек СН и НН соответствует комплектации завода, за исключением 220 кВ. Для другого количества ячеек стоимости КТПБ следует скорректировать.

Подстанции напряжением 110 кВ единой серии

6.22. Электропроектом разработана единая серия открытых подстанций 110 кВ, которые утверждены Госстроем СССР как типовые для электроснабжения промышленных предприятий. Подстанции могут быть использованы в городах и поселках для совместного питания коммунально-бытовой и промышленной нагрузки.

Подстанции без выключателей на стороне высшего напряжения выполняются по схемам: два блока линия — трансформатор с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линии; два блока линия — трансформатор с отделителями без перемычки с усиленной изоляцией аппаратуры.

Подстанции не имеют постоянного дежурного персонала.

Распределительное устройство напряжением 10 кВ — закрытое и комплектуется из камер КРУ-10-20 УЗ. Релейная защита и автоматика выполнены на переменном токе. Максимальное количество отходящих линий при двух секциях РУ-10 кВ составляет 24÷33 (в зависимости от мощности трансформатора), при четырех секциях — 32÷54.

Основные показатели подстанций единой серии приведены в табл. 51.

ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

6.23. Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше используются унифицированные опоры. Обозначение опор отражает следующие признаки: вид опоры, обозначаемый буквами: П — промежуточная, У — угловая и анкерно-угловая, С — специальная (ответвительная, повышенная и т. д.); материал опор, обозначаемый буквами: Б — железобетон, Д — дерево; для металлических опор буквенное обозначение опускается; напряжение, обозначаемое цифрами 35, 110, 220 и т. д. Для ВЛ напряжением 0,4—10 кВ в городских условиях применяются железобетонные опоры и деревянные опоры с железобетонными приставками. Опоры 0,4 кВ рассчитаны также на подвеску проводов радиосети и установку светильников наружного освещения.

6.24. Линии электропередачи выполняются с проводами из алюминия (алюминиевых сплавов) и стали.

Таблица 51

Тип подстанции	Номер типового проекта	Мощность трансформатора, МВ·А	Стоимость*, тыс. руб.			Габариты площадки подстанции, м
			всего	в том числе		
				оборудование	СМР	
110-4-2×16-10-1(А-20)	407-3-309	6,3; 10; 16	262	168	94	54×51
110-4-2×25-10-1(Б-20)	407-3-310	16; 25	328	227	101	54×51
110-3(У)-2×16-10-1(А-20)	407-3-311	6,3; 10; 16	263	173	90	51×48
110-3(У)-2×25-10-1(Б-20)	407-3-312	16; 25	328	232	96	51×48
110-4-2×40-10-2(А-20-1)	407-3-262	25; 32; 40	413	267	146	54,2×51
110-4-2×40-10-2(А-20-2)	407-3-291	25; 32; 40	431	286	145	54,2×51
110-4-2×63-10-2(Б-20-2)	407-3-292	40; 63	502	342	160	54,2×51
110-4-2×63-10-2(Б-20-3)	407-3-293	40; 63	530	361	169	54,2×51
110-3(У)-2×40-10-2(А-20-1)	407-3-294	25; 32; 40	405	273	132	48,2×51
110-3(У)-2×40-10-2(А-20-2)	407-3-295	25; 32; 40	434	292	142	48,2×51
110-3(У)-2×63-10-2(Б-20-2)	407-3-296	40; 63	502	347	155	48,2×51
110-3(У)-2×63-10-2(Б-20-3)	407-3-297	40; 63	532	366	166	48,2×51
110-4-2×63-10-2(Б-31,5-1)	407-3-341.83	40; 63	610	473	137	54×51
110-4-2×80-10-2(Б-31,5-2)	407-3-342.83	63; 80	707	557	150	54×51
110-3(У)-2×63-10-2(Б-31,5-1)	407-3-339.83	40; 63	612	478	134	48×51
110-3(У)-2×80-10-2(Б-31,5-2)	407-3-340.83	63; 80	712	564	148	48×51

Примечания: 1. Область применения типовых проектов:
расчетная температура наружного воздуха — минус 20, 30, 40 °С;
климатические районы СССР — I, II, III;
инженерно-геологические условия — обычные.

2. Для районов с атмосферой, не загрязненной промышленными уносами, применяются подстанции с изоляцией аппаратуры 110 кВ категории А по ГОСТ 9920—75 с изм.

3. Для районов с загрязненной атмосферой (II степень по СН 174-75) применяются подстанции с усиленной изоляцией аппаратуры 110 кВ категории Б по ГОСТ 9920—75 с изм.

* Данные предварительные.

Продолжение табл. 51

Тип подстанции	Строительный объем здания, м³	Основные параметры						
		ОРУ110 кВ	ЗРУ 10 кВ					
						количество		
		изоляция аппаратуры	тип ячеек	номинальный ток вводных выключателей, А	ток отключения, кА	секций, шт.	максимальное отходящих линий, шт.	заземляющих реакторов, шт.
110-4-2×16-10-1 (А-20)	1285	Нормальная	КРУ2-10 20У3	1600	20	2	24	—
110-4-2×25-10-1 (Б-20)	1538	»	»	3200	20	2	33	—
110-3 (У)-2×16-10-1 (А-20)	1285	Усиленная	»	1600	20	2	24	—
110-3 (У)-2-×25-10-1 (Б-20)	1538	»	»	3200	20	2	33	—
110-4-2×40-10-2 (А-20-1)	2698	Нормальная	»	1600	20	4	32	—
110-4-2×40-10-2 (А-20-2)	3145	»	»	1600	20	4	44	—
110-4-2×63-10-2 (Б-20-2)	3145	»	»	3200	20	4	40	4
110-4-2×63-10-2 (Б-20-3)	3592	»	»	3200	20	4	54	4
110-3 (У)-2×40-10-2 (А-20-1)	2698	Усиленная	»	1600	20	4	32	4
110-3 (У)-2×40-10-2 (А-20-2)	3145	»	»	1600	20	4	44	4
110-3 (У)-2×63-10-2 (Б-20-2)	3145	»	КРУ2-10 20У3	3200	20	4	40	4
110-3 (У)-2×63-10-2 (Б-20-3)	3592	»	»	3200	20	4	54	4
110-4-2×63-10-2 (Б-31,5-1)	3203	Нормальная	КР-10/ /31,593	3200	31,5	4	31	4
110-4-2×80-10-2 (Б-31,5-2)	3649	»	»	3200	31,5	4	45	4
110-3 (У)-2×63-10-2 (Б-31,5-1)	3203	Усиленная	»	3200	31,5	4	31	4
110-3 (У)-2×80-10-2 (Б-31,5-2)	3649	»	»	3200	31,5	4	45	4

6.25. Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше применяются подвесные изоляторы тарелочного типа из фарфора или закаленного стекла. Провода ВЛ напряжением 0,4, 6 и 10 кВ крепятся на опорах к штыревым изоляторам из стекла или фарфора. Для ВЛ напряжением 0,4 кВ широко применяются фарфоровые изоляторы ТФ и стеклянные изоляторы НС, а для ВЛ 6—10 кВ — штыревые изоляторы из фарфора или стекла, состоящие, как правило, из одной фарфоровой детали. Анкерное крепление алюминиевых проводов сечением 95—120 мм² на опорах ВЛ 6—10 кВ осуществляется с помощью натяжных гирлянд, состоящих из одного изолятора подвесного типа.

Крепление гирлянд изоляторов к опорам, подвеска проводов к гирляндам и крепление тросов выполняется с помощью деталей линейной арматуры и набора узлов. Выбор арматуры ведется по каталогам ВПО Союзэлектросетьизоляция.

КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

Общие положения

6.26. В соответствии с п. 7.11 ВСН 97-83 при застройке селитебной территории городов и поселков зданиями высотой 4 этажа и выше линии электропередачи напряжением до 20 кВ должны, как правило, выполняться кабельными.

6.27. Трасса кабельной линии выбирается с учетом наименьшего расхода кабеля, существующей и намечаемой планировки района, обеспечения сохранности кабеля от механических повреждений, от коррозии (почвенной и блуждающими токами) и т. д.

6.28. Трасса кабельной линии должна быть нанесена на план с привязкой ее координат по отношению к фундаментальным постройкам или к специально установленным знакам; для линий напряжением 35 кВ и выше выполняется продольный профиль с высотными отметками с указанием муфт, кабельных колодцев и подпитывающих пунктов. Кабельные линии напряжением 10(6)—20 кВ, отходящие от РУ ЦП в одном направлении в количестве более 20 кабелей, должны прокладываться в туннеле.

6.29. В городах и поселках кабельные линии следует, как правило, прокладывать в земле (в траншеях) по непроезжей части улиц (под тротуарами), по дворам и техническим полосам в виде газонов с кустарниковыми посадками. По улицам и площадям, насыщенным подземными коммуникациями, прокладку кабельных линий при соответствующих технико-экономических обоснованиях рекомендуется выполнять в коллекторах и туннелях совместно с другими инженерными сетями. При пересечении улиц и площадей с усовершенствованными покрытиями и с интенсивным движением транспорта кабельные линии прокладываются в блоках или трубах.

6.30. Для кабельных линий, прокладываемых по трассам, проходящим в различных грунтах и условиях окружающей среды, выбор конструкций кабелей следует производить по участку с наиболее тяжелыми условиями, если длина участков с более легкими условиями не превышает строительной длины кабеля. При значительной длине отдельных участков трассы с различными условиями прокладки для каждого из них должны выбираться соответствующие конструкции кабелей. Для кабельных трасс с различными условиями охлаждения сечения кабелей должны выбираться по участку трассы с худшими условиями охлаждения, если длина его составляет более 10 м.

6.31. Условия прокладки кабелей по городской территории приводят к необходимости увеличения сечения на отдельных участках трассы (прокладка в трубах, каналах, коллекторах и т. д.). Наибольшее сечение кабельной линии, как правило, не должно превышать 185 мм², что позволяет выполнять врезки кабелем максимального сечения 240 мм².

6.32. В городских сетях применяются преимущественно кабели с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке. Для прокладки в земле рекомендуются бронированные кабели и кабели в шланговой оболочке, заменяющей броню.

6.33. Если в процессе эксплуатации или монтажа кабель подвергается значительным растягивающим усилиям, то для прокладки выбирают кабели не с ленточной броней, а с броней из круглой или плоской стальной оцинкованной проволоки. Значительные растягивающие усилия, возникающие в процессе эксплуатации кабелей, могут иметь место при их прокладке в насыпных, боло-

тистых, пучинистых и многолетнемерзлых грунтах, в воде.

6.34. Для прокладки на дне больших рек с быстрым течением применяются только кабели с круглой проволочной броней и по возможности одной строительной длины.

При пересечении небольших несудоходных и несплавных рек и водоемов можно ограничиться применением кабелей с ленточной броней, если усилия натяжения в кабеле, ожидаемые при его монтаже, не превышают допустимых значений.

6.35. В сетях напряжением 110—220 кВ применяются маслонаполненные кабели, в которых бумажная изоляция находится под постоянным избыточным давлением.

6.36. Классификация маслонаполненных кабелей производится по длительно допустимому давлению и конструктивному исполнению. В нашей стране применяются следующие типы маслонаполненных кабелей:

кабели низкого давления в свинцовой оболочке с упрочняющим покровом, работающие при длительно допустимом давлении от 0,25 до 3 кгс/см^2 или в алюминиевой оболочке — от 0,25 до 5 кгс/см^2 (ранее кабели этого типа назывались кабелями среднего давления). Максимально возможная разность уровней между стопорными муфтами не должна превышать 20—25 м;

кабели высокого давления в стальной трубе с маслом под давлением 11—16 кгс/см^2. Максимально возможная разность уровней между стопорными муфтами определяется минимально допустимым снижением давления масла в трубопроводе до 12 кгс/см^2.

В сетях напряжением 110 кВ наибольшее распространение находят кабели низкого давления. Маслонаполненные кабели высокого давления марки МВДТ изготовляются напряжением 110 и 220 кВ. Прокладка трех однофазных кабелей этого типа осуществляется в предварительно проложенной стальной трубе со стенками толщиной, как правило, 10 мм, которую заполняют специальным маслом.

Трубы покрывают противокоррозионным покрытием. Поддержание давления в кабельной линии и подпитка ее маслом осуществляется от автоматически действующей насосной станции, установленной на одном или на обоих концах линии.

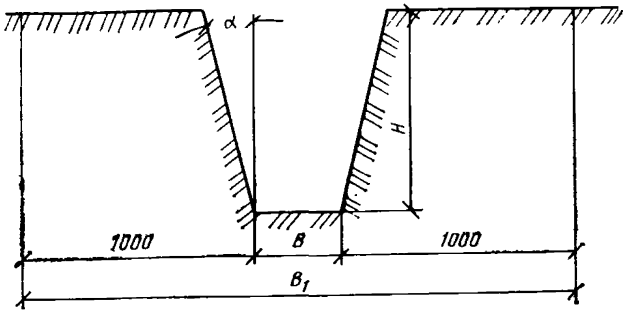


Рис. 42. Габариты траншей и охранных зон для кабельных линий напряжением до 35 кВ

В настоящее время промышленностью осваивается выпуск кабелей 110 и 220 кВ с пластмассовой изоляцией.

Прокладка кабельных линий в земле

6.37. В одной траншее возможна прокладка не более 5—6 кабелей. Дальнейшее увеличение количества кабелей резко снижает их пропускную способность из-за взаимного теплового влияния.

Кабели в траншее прокладываются «змейкой» (с запасом по длине до 3 %) для компенсации температурных деформаций и из-за возможных смещений почвы. Габариты кабельных траншей и охранных зон принимаются по табл. 52 и рис. 42.

6.38. Размеры земельных участков, отводимых для кабельных линий, и охранные зоны при их прокладке в земле установлены «Правилами охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В» (утверждены постановлением Совета Министров СССР от 26 марта 1984 г. № 255). В пределах зоны не допускается укладка других коммуникаций без согласования с организацией, эксплуатирующей кабельную линию. Габариты для прокладки кабельных линий в земле определены ПУЭ. Защита от механических повреждений выполняется для кабелей 20—35 кВ железобетонными плитами, для кабелей до 10 кВ — плитами или кирпичом на всем протяжении (применение силикатного, также глиняного, пустотелого или дырчатого кирпича не допускается), а для кабеля до 1 кВ — только в местах частых раскопок.

Таблица 52

Тип траншеи	Размеры, мм			Количество кабелей одного назначения в траншее				Количество плит или кирпича на 1 км траншеи, шт.				Минимальный объем земляных работ на 1 км траншеи, м³
				силовых напряжением, кВ			контрольных	Размеры плит, мм (при толщине 50 мм)			Кирпич	
	В	Н	B_1	35	20	до 10		250×500	400×600	550×900		
Т-1	200	900	2200	—	—	1	1—5	—	—	—	4 200	180
Т-2	300	900	2300	—	1	1—2	6—10	2000	—	—	8 300	270
Т-3	300	1250	2300	1	—	—	—	2000	—	—	8 300	375
Т-4	400	900	2400	—	—	2—3	8—12	—	1660	—	12 000	360
Т-5	500	900	2500	—	—	3—4	10—16	4000	—	—	16 000	450
Т-6	630	900	2630	—	2	4—5	12—20	—	2500	1110	20 000	567
Т-7	630	1250	2630	2	—	—	—	—	2500	1110	20 000	788
Т-8	800	900	2800	—	—	5—6	16—26	6000	—	—	24 000	720

Примечания: 1. Глубина траншеи (900 и 1250 мм) задана от поверхности земли окончательно спланированной территории (от планировочной отметки).

2. В одной траншее рекомендуется прокладывать не более 6 силовых кабелей.

3. Объемы земляных работ приведены для траншей с отвесными стенками. При необходимости рытья траншей с углами естественного откоса α принимать соответствующие поправки. Траншеи глубиной до 1 м могут выполняться без откосов.

4. Охранная зона (B_1) выделяется для кабельных линий напряжением 1 кВ и выше, в пределах которой: запрещается сбрасывать большие тяжести, выливать кислоты и щелочи, устраивать различные свалки, в том числе свалки шлака и снега; не допускается укладка других коммуникаций без согласования с организацией, эксплуатирующей кабельную линию.

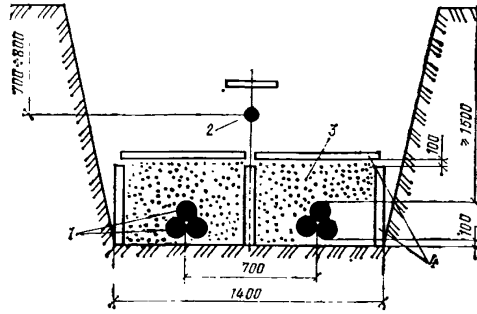


Рис. 43. Прокладка двухцепной кабельной линии 110 кВ низкого давления в траншее

1 — кабель 110 кВ; *2* — контрольный кабель; *3* — засыпка просеянным грунтом; *4* — железобетонные плиты

6.39. Глубина заложения кабельных линий от планировочной отметки должна быть не менее: при напряжении до 20 кВ — 0,7 м, 35 кВ — 1 м, при пересечении улиц и площадей — 1 м. Кабельные маслонаполненные линии напряжением 110—220 кВ прокладываются ниже уровня промерзания грунта и должны иметь глубину заложения от планировочной отметки не менее 1,5 м.

6.40. Пример прокладки в траншее маслонаполненной двухцепной кабельной линии 110 кВ низкого давления показан на рис. 43. Однофазные кабели каждой цепи располагаются по вершинам равностороннего треугольника. Кабели по всей длине защищаются от механических повреждений железобетонными плитами.

В одной траншее с кабелями 110 кВ и выше прокладывается сигнальный кабель, который сверху защищается кирпичом.

6.41. Типовые решения по прокладке кабельных линий до 35 кВ на участках их сближения и пересечения с различными инженерными сооружениями и коммуникациями даны в типовом проекте 4.407—251 «Прокладка кабелей напряжением до 35 кВ в траншеях», разработанном ГПИ Тяжпромэлектропроект. На рис. 44 приведены примеры прокладки кабелей до 35 кВ в траншеях.

6.42. Переход кабельной линии через магистральную автодорогу или железную дорогу может быть выполнен закрытым способом методом прокола или горизонталь-

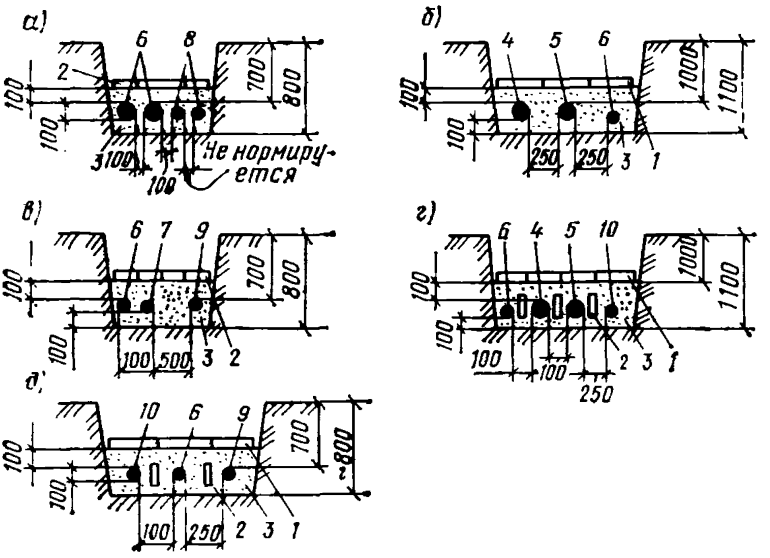


Рис. 44. Примеры прокладки кабелей до 35 кВ в траншеях

а — кабели 10 кВ с контрольными кабелями; *б* — кабели 35 кВ с кабелями 20 или 10 кВ или контрольными кабелями; *в* — кабели 10 кВ с кабелями 1 кВ и с кабелями другой организации или кабелями связи; *г* — кабели 35 кВ с кабелями 20 или 10 кВ и с кабелями другой организации; *д* — кабели 10 кВ с кабелями другой организации; *1* — железобетонные плиты; *2* — кирпич или железобетонные плиты; *3* — засыпка просеянным грунтом; *4* — кабель 35 кВ; *5* — кабель 20 кВ; *6* — кабель 10 кВ; *7* — кабель до 1 кВ; *8* — контрольный кабель; *9* — кабель связи; *10* — кабель другой организации

ного бурения. В отдельных случаях переход может быть выполнен методом щитовой проходки. В местах пересечения других улиц кабели прокладываются открытым способом в отдельных асбестоцементных трубах внутренним диаметром 100÷150 мм.

6.43. По трассе кабельной линии устанавливаются указатели колодцев и углов поворота.

6.44. Кабельная линия должна быть заземлена. Металлическая оболочка кабеля и броня соединяются между собой и с корпусом концевых, соединительных стопорных муфт, которые в свою очередь присоединяются к заземляющему контуру.

Прокладка кабельных линий в сооружениях

6.45. При большом количестве линий кабели прокладываются в специальных подземных сооружениях. На магистральных проездах используются общие подзем-

ные коллекторы, для кварталов применяются внутриквартальные коллекторы.

Для размещения только силовых и контрольных кабелей используются туннели проходного (высота — 2,1 м) и полупроходного (1,65 м) исполнения. Длина последнего не должна превышать 10—15 м.

Подземные туннели должны иметь поверх перекрытия слой земли толщиной не менее 0,5 м.

По территории подстанций поток кабелей отходящих линий прокладывается, как правило, в каналах, которые зачастую выходят за пределы ограды подстанции.

Прокладка в каналах применяется при среднем количестве кабелей в потоке 20÷30. Так, например, в канале размером 1200×1200 мм можно проложить 30 кабелей наружным диаметром 65 мм или 40 кабелей диаметром 50 мм.

6.46. В кабельных сооружениях кабели рекомендуется прокладывать целыми строительными длинами. Размещение кабелей в сооружениях принимается следующим: контрольные кабели и кабели связи, силовые кабели напряжением до 1 кВ, силовые кабели выше 1 кВ. Контрольные кабели и кабели связи могут размещаться и под силовыми кабелями.

6.47. При прокладке силовых кабелей в коллекторах совместно с другими инженерными сетями их расположение принимается:

а) при двухрядном расположении сетей: с одной стороны прохода, сверху, должны быть проложены кабели связи и контрольные, под ними — теплопроводы, с другой стороны прохода, сверху — силовые кабели, ниже кабели связи, внизу водопроводы;

б) при однорядном расположении: сверху должны быть расположены силовые кабели, под ними кабели связи и контрольные, ниже — теплопроводы и водопроводы.

Вертикальное расстояние между консолями для укладки силовых кабелей принимается 200 мм, для укладки контрольных кабелей и кабелей связи — 150 мм, горизонтальное расстояние в свету между силовыми кабелями — 35 мм, но не менее диаметра кабеля.

Расстояние между параллельно проложенными силовыми кабелями и трубопроводами, как правило, должно быть не менее 0,5 м, а между газопроводами и трубопроводами с горючими жидкостями — не менее 1 м.

6.48. Подводные кабельные переходы сооружают через реки, каналы, озера, водохранилища, морские заливы и проливы.

Длина кабельного перехода через водные препятствия и способы заглубления кабеля, марка кабеля подводного перехода, берегоукрепительные и прочие виды работ зависят от конкретных местных гидрогеологических условий и основываются на тщательных инженерных изысканиях.

6.49. При пересечении кабельными линиями рек, каналов и др. прокладка осуществляется на участках с дном и берегами, мало подверженными размыванию, а при прокладке в море с учетом глубины, скорости и силы перемещения воды в месте перехода, профиля дна, химического состава дна и воды.

Прокладка кабелей в зонах пристаней, гаваней, паромных переправ, а также зимних регулярных стоянок судов и барж не рекомендуется.

6.50. Кабели, как правило, должны заглубляться в дно на глубину 1 м и на прибрежных и мелководных участках, а также на судоходных и сплавных путях и 2 м — при маслонаполненных кабелях. В водоемах, где периодически производятся дноуглубительные работы, кабели заглубляются в дно до отметки, согласованной с организациями водного транспорта.

6.51. Расстояние между кабелями, заглубляемыми в дно рек, каналов и т. д. с шириной водоема до 100 м, рекомендуется принимать не менее 0,25 м. Вновь сооружаемые подводные кабельные линии должны прокладываться на расстоянии от действующих кабельных линий не менее 1,25 м глубины водоема. При прокладке в воде маслонаполненных кабельных линий низкого давления на глубине 5—15 м и при скорости течения до 1 м/с расстояние между отдельными фазами рекомендуется принимать не менее 0,5 м, а между крайними кабелями параллельных линий — не менее 5 м.

6.52. При прокладке в воде трех и более кабелей напряжением до 35 кВ должен быть предусмотрен один резервный кабель на каждые три рабочих. При прокладке в воде кабельных маслонаполненных линий из однофазных кабелей должен быть предусмотрен резерв: для одной линии — одна фаза, для двух линий — две

фазы, для трех и более — по проекту, но не менее двух фаз. Резервные фазы должны быть проложены таким образом, чтобы они могли быть использованы взамен действующих рабочих фаз.

Прокладка кабелей на вертикальных и крутонаклонных участках трассы

6.53. Кабели напряжением 1—6 кВ с бумажной изоляцией выпускаются не только с вязкой пропитанной изоляцией, но и обедненной изоляцией.

Указанные кабели без применения специальных устройств (например, стопорных муфт) предназначены для прокладки на трассах с разностью уровней между высшей и низшей точкой расположения кабеля, указанных в табл. 53.

Таблица 53

Номинальное напряжение кабеля, кВ	Пропитка изоляции	Характеристика кабелей	Разность уровней, м, до
1; 3	Вязкая	Небронированные:	
		в алюминиевой оболочке	25
		в свинцовой »	20
	Обедненная	Бронированные:	25
		в алюминиевой оболочке	Без ограничения
		в свинцовой »	100
	Вязкая	В алюминиевой оболочке	20
		В свинцовой »	15
6	Обедненная	В алюминиевой или свинцовой оболочке	100
10	Вязкая	То же	15
20; 35	»	»	15

В случае соединения отрезков кабелей с помощью свинцовых соединительных муфт необходимо руководствоваться данными табл. 53 о допустимых разностях уровней и в необходимых случаях предусматривать специальные стопорные муфты.

6.54. В настоящее время промышленностью выпускаются соединительные эпоксидные муфты, выполняющие роль стопорных, что позволяет значительно расширить область применения обычных кабелей с бумажной

изоляцией с вязкой пропиткой при разности уровней между высшей и низшей точками трассы, превышающей допустимые разности уровней.

6.55. В соответствии с ГОСТ 18409—73 с изм. выпускаются силовые кабели с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом, которые предназначены для прокладки на вертикальных и крутонаклонных участках трасс без ограничения разности уровней. Данные кабели являются достаточно дефицитными и применение их рекомендуется ограничивать, используя по возможности обычные кабели с пропитанной бумажной изоляцией с вязкой пропиткой согласно ГОСТ 18410—73 с изм., с применением эпоксидных соединительных муфт, выполняющих, как уже отмечалось выше, роль стопорных.

Защита кабелей от коррозии

6.56. Защита кабелей от коррозии включает в себя защиту от почвенной коррозии и защиту от коррозии блуждающими токами, выполняемую в соответствии с ГОСТ 9.015—74 с изм. Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования.

Коррозионная активность грунтов, грунтовых и других вод по отношению к броне кабеля (сталь) и его оболочкам (свинец, алюминий) оценивается по данным соответствующих химических анализов по показателям, характеризующим их наибольшую коррозионную активность (низкая, средняя, высокая).

6.57. Способы защиты кабелей от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами включают рациональный выбор: трассы прокладки кабеля; конструкции защитного покрытия кабеля; использование специальных методов прокладки кабеля (каналы, туннели, коллекторы); катодную поляризацию.

Для защиты кабеля от коррозии блуждающими токами также выполняются мероприятия по ограничению величины блуждающих токов на их источниках (электрифицированные железные дороги, метрополитен, трамвай, промышленные предприятия).

6.58. Катодная поляризация осуществляется постоянным током, протекающим из грунта в кабель под действием приложенной разности потенциалов «кабель — земля».

Источником постоянного тока являются катодная станция или протекторы, представляющие собой в соединении с кабелем и окружающей средой электрохимический источник постоянного тока. По принципу действия эти два вида катодной защиты одинаковы, но защита при помощи катодной станции является более мощной. Для поддержания защитных потенциалов в требуемом диапазоне эффективно применение автоматических катодных станций.

6.59. Для расчета катодной защиты используются величины продольного, переходного и входного сопротивления, а также удельное сопротивление грунта. Величины сопротивлений существенно зависят от старения защитного покрова кабеля и от сезонных изменений температуры и влажности грунта. Точный расчет катодной защиты практически невозможен. Коррективы в защитные параметры вносятся при настройке катодной защиты.

6.60. В настоящее время выпускается кабель марки ААШпс с защитным шлангом из кассполена, имеющий высокие физико-механические характеристики и хорошие электроизоляционные свойства. Этот кабель рекомендуется использовать для прокладки в грунтах с высокой коррозионной активностью и при наличии блуждающих токов. Для прокладки в агрессивных грунтах следует применять кабель марки ААШп с защитным шлангом из полиэтилена. При применении кабелей указанных марок не требуется защита от почвенной коррозии и блуждающих токов.

Рекомендации по применению различных марок кабелей

6.61. В данном подразделе приведены «Единые технические указания по выбору и применению электрических силовых кабелей», разработанные Всесоюзным научно-исследовательским институтом кабельной промышленности в соответствии с постановлением ГКНТ и утвержденные Минэнерго СССР, Минмонтажспецстроем СССР и Минэлектротехпром СССР, которые являются обязательными для всех отраслей народного хозяйства при проектировании и сооружении кабельных электрических сетей; приведены в сокращенном виде применительно к городским электрическим сетям с учетом изменений (табл. 54—59).

В подразделе даны также пояснения к маркам кабелей, строительные длины, масса цветного металла жил и оболочки и масса кабеля в целом.

Указания предусматривают широкое использование кабелей в алюминиевых или пластмассовых оболочках.

6.62. При выборе кабелей следует учитывать:

а). Приведенные в таблицах марки кабелей могут быть использованы для питания потребителей всех категорий по надежности электроснабжения.

б). За базовые марки силовых кабелей, приведенных в таблицах, приняты кабели с алюминиевыми жилами.

в). Применение силовых кабелей в свинцовой защитной оболочке следует предусматривать для случаев: подводных линий, в шахтах, опасных по газу и пыли, для прокладки в особо опасных коррозионных средах. В остальных случаях при невозможности использовать кабели в алюминиевых или пластмассовых оболочках их замена силовыми в свинцовых оболочках в каждом конкретном случае подлежит специальному техническому обоснованию в проектно-сметной документации.

г). В табл. 54 и 55 приведены марки кабелей, которые расположены в убывающей последовательности, начиная с наиболее предпочтительных.

д). Марки выбираемых кабелей должны удовлетворять как условиям среды, в которой они должны работать, так и сложности трассы, по которой они должны быть проложены, и способам прокладки.

е). При определении степени коррозионной активности среды к алюминиевым оболочкам кабелей следует руководствоваться требованиями ГОСТ 9.015—74 с изм.

ж). Механические воздействия на кабель, возникающие при прокладке, определяются сложностью (конфигурацией) кабельной трассы. До разработки классификации кабельных трасс по степени сложности при определении сложных участков трасс следует руководствоваться следующим:

при прокладке в земле к сложным участкам трасс, на которых прокладывается одна строительная длина (указанная в технической документации на кабели), относятся: участки трасс с более чем четырьмя поворотами под углом свыше 30°; прямолинейные участки трасс с более чем четырьмя переходами в трубах длиной более 20 м или более чем двумя переходами в трубах длиной более 40 м.

Таблица 54

Применение	Кабель прокладывается на трассе	Тип и марка кабелей для прокладки в земле (траншеях)		
		с бумажной пропитанной изоляцией		с пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой*
		в процессе эксплуатации не подвергается растягивающим усилиям	в процессе эксплуатации подвергается значительным растягивающим усилиям	в процессе эксплуатации не подвергаются растягивающим усилиям
В земле (траншеях) с низкой коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШпс, ААШв, ААШп, ААБл, АСБ**	ААПл, АСПл**	
	С наличием блуждающих токов	ААШпс, ААШв, ААШп, ААБ2л, АСБ**	ААП2л, АСПл**	
То же, со средней коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШпс, ААШв, ААШп, ААБ2л, АСБ**, АСБл** ААБл	ААПл, АСПл**	АВВГ***, АПсВГ***, АПвВГ***, АПВГ***, АПвПБ, АПБбШВ,
	С наличием блуждающих токов	ААШпс, ААШп, ААШв****, ААБ2л, ААБв, АСБл**, АСБ2л	ААП2л, АСПл**	АПвПбШв, АВБбШв, АВБбШп, АПсБбШв, АПсАШв, АВРБ, АПРБ.
То же, с высокой коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШпс, ААШп, ААШв****, ААБ2л, ААБ2лШв, ААБ2лШП, АСБл**, АСБ2л**	ААП2лШв, АСП2л**	
	С наличием блуждающих токов	ААШпс, ААШп, ААБв, АСБ2л**, АСБ2лШв**	ААП2лШв, АСП2л**	

** Применяются в соответствии с п. 6.62, в.
*** Кабели на номинальное напряжение до 1 кВ включительно.
**** Подтверждаются опытом эксплуатации.

Примечание. Кабели с пластмассовой изоляцией в алюминиевой оболочке не следует применять для прокладки на трассах с наличием блуждающих токов в грунтах с высокой коррозионной активностью.

Таблица 55

Применение	Тип и марка кабелей для прокладки в воздухе			
	с бумажной пропитанной изоляцией в металлической оболочке		с пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой	
	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при наличии опасности механических повреждений в эксплуатации	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при наличии опасности механических повреждений в эксплуатации
Прокладка в помещениях (тоннелях), каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных и других помещениях:				
сухих, сырых, частично затапливаемых при наличии среды, со слабой коррозионной активностью	ААГ, ААШв, ААШв	ААБлГ ААБлГ	АВРГ, АНРГ, АПвВг*, АПВГ*, АПвсВГ, АПсВГ	АПвБбШв*, АПсБбШв, АПвсБбШв, АНРБГ
сырых, частично затапливаемых при наличии среды со средней и высокой коррозионной активностью	ААШв, АСШв**	ААБвГ, ААБ2лШв, ААБлГ, АСБлГ**, АСБ2лГ**, АСБ2лШв***		
Прокладка на эстакадах:				
технологических		ААБлГ, ААБвГ, ААБ2лШв, АСБлГ**	—	АВВБГ, АНРБГ, АПсВБГ, АПвсБГ, АВАШв
специальных кабельных	ААШв, ААБлГ, ААБвГ***, АСБлГ**	—	АВВГ, АВРГ, АНРГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ, АПвсВГ, АВАШв, АПАШв	АВРБГ, АНРБГ, АВАШв
по мостам	ААШв	ААБлГ	То же	То же
Прокладка в блоках	СГ, АСГ		АВВГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ	
Прокладка в воде	СКл, АСКл, ОСК, АОСК			

* Для одиночных кабельных линий, прокладываемых в помещениях.
** Применяется в соответствии с п. 6.62, в.
*** Применяется при наличии химически активной среды.

Таблица 56

Марки кабелей силовых четырехжильных с пропитанной бумажной изоляцией (ГОСТ 18410—73 с изм.)	Сечение жил, мм², при номинальном напряжении кабелей, кВ			
	1	3	20	35
ААГ, АЛШв, ААШп, ААБлГ, ААП2лШв, ААБл, ААБ2л, АСГ, СГ, АСБ, АСБл, СБл, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ, АСБ2л, СБ2л, АСШв, СШв, СБШв	10—185*	—	—	—
ААПл, ААП2л, ААПлГ, АСП, СП, АСПл, СПл, АСПлш, СПлш, АСПГ, СПГ, АСП2л, СПШв	16—185*	—	—	—
АСКл, СКл	25—185*	—	—	—
ААШв-В, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБ2л-В, АСБ-В, АСБлВ, СБ-В, СБл-В	10—120	—	—	—
АСБн-В, СБн-В, АСБлн-В, АСБ2л-В, СБ2л-В				
ААБлГ-В, ААПл-В, ААПлГ-В, СП-В, АСП-В, АСПл-В, СПн-В, АСПлн-В, СПлн-В, АСПГ-В	16—120	—	—	—
АСБГ-В, СБГ-В	10—185	—	—	—

* С жилами одинакового сечения.

Таблица 57

Марки кабелей силовых трехжильных с пропитанной бумажной изоляцией (ГОСТ 18410—73 с изм.)	Сечение жил, мм², при номинальном напряжении кабелей, кВ					
	1	3	6	10	20	35
ААГ, ААШв, ААШп, ААШпс, ААБл, ААБ2лШв, ААБ2лШп, ААБлВ, ААБ2л, СГ, АСГ, АСБ, СБ, СБл, АСБл, СБн, АСБн, СБлн, АСБлн, СБГ, АСБГ, СБ2л, АСБ2л, СБ2лШв, АСБ2лШв, СБ2лГ, АСБ2лГ, АСШв	6—240	6—240	10—240	16—240		—
СШв, СБШв	16—240	—	10—240	16—240	—	—
СПШв	25—240	—	16—240	16—240	—	—
ААПл, ААП2л, АППлГ, ААП2лГ, ААБ2лШв, СП, АСП, СПл, АСПл, СП2л, АСП2л	25—240	25—240	16—240	16—240	—	—
СПлн, АСПлн, СПГ, АСПГ, СКл, АСКл, СП2лГ, АСП2лГ	25—240	25—240	16—240	16—240	—	—
АОАБ, ОАБ, АОАБ2л, ОАБ2л, АОАБ2лГ, ОАБ2лГ, АОСБ, ОСБ, АОСБл, ОСБл, АОСБн, ОСБн, АОСБГ, ОСБГ, АОАШвБ, ОАШвБ	—	—	—	—	25—185	120—150
ААБв, ААБвГ	—	—	10—240	16—240	—	—
ААШв-В, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБ2л-В, ААГ-В, ААШп-В, СБ-В, АСБ-В, СБл-В, АСБл-В, СБн-В, АСБн-В, СБлн-В, АСБлн-В, СБГ-В, АСБГ-В, СБ2л-В, АСБ2л-В	6—120	6—120	16—120	—	—	—
ААШв-В, ААБлГ-В, АСБГ-В, СБГ-В, АСПГ-В, СПГ-В, АСП2лГ-В, СП2лГ-В	185—240	—	—	—	—	—

Примечание. Для кабелей с однопроволочными жилами в обозначение марок добавляются в скобках буквы ОЖ.

Таблица 58

Марки кабелей силовых с пропитанной нестекающим составом бумажной изоляцией (ГОСТ 18409—73 с изм.)	Число жил	Сечение жил, мм², при номинальном напряжении кабеля, кВ		
		6	10	35
ЦААШв, ЦСШв, ЦАСШв	1	—	—	120—300
ЦАСБГ, ЦААПлн, ЦСБГ, ЦАСБн, ЦСБн, ЦСШв, ЦАСШв, ЦАСБШв, ЦСПШв, ЦСБШв, ЦАСП, ЦАСБл, ЦСБл, ЦСП, ЦАСПГ, ЦСПГ, ЦАСПн, ЦСПн, ЦАСПШв, ЦАСПл, ЦСПл, ЦАСКл, ЦСКл, ЦААБв, ЦААБвП	3	25—185	25—185	—
ЦАОСБ, ЦОСБ, ЦАОСБл, ЦОСБл, ЦАОСБГ, ЦАОАБ, ЦОАБ, ЦОСБГ, ЦАОАБ2л, ЦОАБ2л, ЦАОАБ2лГ, ЦОАБ2лГ	3	—	—	120—150

Примечание. Для кабелей с однопроволочными жилами в обозначение марок добавляются в скобках буквы ОЖ.

Таблица 59

Марки силовых кабелей с пластмассовой изоляцией (ГОСТ 16442—80 с изм.)	Число жил	Номинальное сечение жил, мм², при номинальном напряжении, кВ			
		0,66	1	3	6
ВВГ, ПВГ	1,2 и 3*	1,5—50	1,5—240	—	—
ВВГ, ПВГ	4	2,5—50	2,5—185	—	—
АВВГ, АПВГ	1, 2, 3	2,5—50	2,5—240	—	10—240
АПВГ	4	2,5—50	2,5—185	—	—
АВБбШв, ВБбШв, АПБбШв, ПБбШв, ПБбШп, АПБбШп	2, 3, 4	4—50	6—240	6—240	—
АВАШв, ВАШв	3 и 4	—	6—240	6—240**	10—240**
ВВГ, ПВГ	5	—	1,5—2,5	—	—
АВВГ, АПВГ	5 и 6***	2,5—50	—	—	—

* Сечение жил двух- и трехжильных бронированных кабелей 2,5 мм² и выше.

** Только трехжильные.

*** Шестижильные кабели имеют четыре жилы равного сечения и две жилы меньшего сечения.

Примечание. В случае применения в кабелях марок АПВГ, ПВГ, АПАШв, ПАШв, АПБбШв, ПБбШв в качестве изоляции самозатухающего полиэтилена после буквы П ставится индекс с (пример: кабель с алюминиевой жилой, с изоляцией из самозатухающего полиэтилена в оболочке из поливинилхлоридного пластиката будет иметь марку АПсВГ).

з). На сложных участках трасс, где при прокладочно-монтажных или ремонтно-эксплуатационных работах возникает опасность повреждений защитного поливинилхлоридного шланга, применение кабелей марки ААШв не рекомендуется.

При применении на длинных кабельных линиях кабелей марки ААШв на отдельных сложных участках трассы рекомендуется применять вставки из кабелей других соответствующих марок, предусмотренных в табл. 54 и 55 или должны быть применены специальные меры, исключающие повреждения поливинилхлоридного шланга.

и). В условиях возможного появления значительных растягивающих усилий для прокладки следует применять кабели, бронированные круглыми или плоскими стальными проволоками.

Под значительными растягивающими усилиями по-

нимают усилия, возникающие в процессе эксплуатации кабелей, проложенных в насыпных, болотистых, пучинистых и многолетнемерзлых грунтах, в воде, а также на вертикальных участках и др.

Пояснения к маркам кабелей, приведенных в таблицах 54—59

Буква А в начале обозначает алюминиевые жилы, ее отсутствие — медные. Исключение составляют кабели с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом, марка которых начинается с буквы Ц.

Буква А на втором или последующем местах обозначает алюминиевую оболочку, буква С — свинцовую, а буква О перед ними указывает, что каждая из жил кабеля имеет отдельную оболочку.

Остальные индексы приводятся во второй части наименования марки и указывают на типы защитных покровов, состоящие:

1. Из внутреннего (подушки), не имеющего индекса при самой простой конструкции и имеющего индексы при добавлении в конструкцию подушки дополнительных материалов, а именно:
   Л — ленты поливинилхлоридные, полиамидные или другие равноценные в 1 слой;
   2л — то же, в несколько слоев;
   п — выпрессованный полиэтиленовый защитный шланг;
   пс — защитный шланг из кассполена;
   в — то же, поливинилхлоридный.
   Индекс б обозначает отсутствие подушки.
2. Из брони, имеющей обозначения:
   Б — броня из стальных лент;
   П — броня из стальных оцинкованных плоских проволок;
   К — то же, круглых.
3. Из наружного, который при самой простой конструкции не имеет индекса (отсутствие наружного покрова обозначается индексом Г).

Дополнительные элементы в наружном покрове обозначаются:

н — негорючий состав;

Шп — ленты поливинилхлоридные, полиамидные или другие равноценные и полиэтиленовый защитный шланг;

Шв — то же, но поливинилхлоридный.

Пример. Кабель марки АОАБ — с алюминиевыми жилами, с алюминиевой оболочкой для каждой жилы, бронированный стальными лентами.

Буква У в конце обозначает кабели с пропитанной бумажной изоляцией с повышенными температурами нагрева жил, выпускаемые по ТУ 16.705.249—82.

Технические параметры кабелей

6.63. Строительные длины кабелей напряжением 1—35 кВ с пропитанной бумажной изоляцией по ТУ 16.705.249—82 даны в табл. 60; кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением до 3 кВ по ГОСТ 16442—80 с изм. в табл. 61.

Таблица 60

Номинальное напряжение, кВ	Сечение основных жил, мм²	Строительная длина не менее, м	Дополнительные данные
1	до 70	300	Допускается в партии не более 10 % кабелей длиной не менее 50 м
1	95 и 120	250	
1	150 и более	200	
6 и 10	до 70	300	То же, 5 % кабелей длиной не менее 100 м
6 и 10	95 и 120	250	
6 и 10	150 и более	200	То же, 5 % кабелей длиной не менее 50 м
35	все сечения	250	То же, 5 % кабелей длиной не менее 100 м

Примечания: 1. Для кабелей напряжением 1,6 и 10 кВ приводятся минимальные значения строительной длины в партии.

2. Строительные длины одножильных кабелей напряжением 35 кВ согласовываются при заказе.

Таблица 61

Сечение основных жил, мм²	Строительная длина, м	Дополнительные данные
1,5—16	150	Допускается в партии не более 20 % кабелей длиной не менее 50 м
25—70	300	То же, не более 10 % кабелей длиной не менее 50 м
95 и выше	200	»

Таблица 62

Сечение жил, мм²	Масса цветного металла, кг/км			Масса кабеля, кг/км	
	алюминиевых жил	свинцовой оболочки		АСБ	АСКл
		АСБ	АСКл		
3×10	82	511	—	1351	—
3×16	131	598	—	1598	—
3×25	204	602	886	1633	3825
3×35	285	755	1077	1958	4335
3×50	408	854	1215	2277	4840
3×70	571	1036	1438	2720	5479
3×95	775	1316	1719	3328	6275
3×120	979	1474	2093	3830	7217
3×150	1228	1839	2555	4732	8516
3×185	1527	2172	2963	5545	9636
3×240	1981	2443	3572	6505	11 248

Таблица 63

Сечение жил, мм²	Масса алюминия, кг/км			Масса кабеля, кг/км			
	жил	оболочки	всего	ААШв, ААШпс	ААШп	ААБл	ААл
3×10+1×6	98	142	240	510	478	1089	713
3×16+1×10	158	165	323	640	597	1276	861
3×25+1×16	247	195	442	773	726	1444	1004
3×35+1×16	329	216	545	934	878	1633	1159
3×50+1×25	476	279	755	1203	1139	1977	1450
3×70+1×25	639	335	974	1477	1407	2519	1943
3×95+1×35	870	377	1247	1814	1736	2733	2102
3×120+1××35	1074	420	1494	2194	2098	3160	2472
3×150+1××50	1359	464	1823	2626	2522	3672	2925
3×185+1××50	1645	630	2275	3158	3044	4295	3480
4×10	109	148	257	—	502	1154	770
4×16	174	171	345	—	633	1328	902
4×25	272	194	466	—	736	1451	1013
4×35	381	217	598	—	917	1676	1200
4×50	544	280	824	—	1193	2033	1504
4×70	761	341	1102	—	1521	2446	1961
4×95	1033	383	1416	—	1888	2898	2258
4×120	1305	429	1734	—	2320	3401	2700

Таблица 64

Сечение жил, мм²	Масса цветного металла кабеля АСБ, кг/км		Масса кабеля АСБ, кг/км
	алюминиевых жил	свинцовой оболочки	
3×10	82	845	2069
3×16	131	1027	2430
3×25	204	1018	2494
3×35	285	1112	2773
3×50	408	1369	3290
3×70	571	1490	3702
3×95	775	1627	4181
3×120	979	1684	4785
3×150	1138	2274	5720
3×185	1547	2455	6367
3×240	1981	2915	7580

6.64. Технические параметры (масса) трехжильных кабелей напряжением 1 кВ даны в табл. 62; четырехжильных кабелей напряжением 1 кВ — в табл. 63; кабелей напряжением 6 кВ — в табл. 64, 65; кабелей напряжением 10 кВ — в табл. 66, 67; кабелей напряжением 35 кВ — в табл. 68, 69; кабелей напряжением 110 и 220 кВ — в табл. 70.

Таблица 65

Сечение жил, мм²	Масса алюминия, кг/км			Масса кабеля, кг/км			
	жил	оболочки	всего	ААШв, ААШпс	ААШп	ААБл	ААл
3×10	82	219	301	833	775	1539	1060
3×16	131	275	406	1008	944	1774	1252
3×25	204	274	478	1058	995	1822	1302
3×35	285	298	583	1225	1157	2036	1482
3×50	408	352	760	1478	1404	2351	1752
3×70	571	383	954	1744	1664	2675	2035
3×95	775	420	1195	2116	2021	3082	2394
3×120	979	454	1433	2435	2333	3461	2728
3×150	1224	523	1747	2831	2722	3982	3201
3×185	1509	620	2129	3357	3228	4484	3647
3×240	1958	722	2680	4037	3896	5256	4348

Таблица 66

Сечение жил, мм²	Масса цветного металла кабеля АСБ, кг/км		Масса кабеля АСБ, кг/км
	алюминиевых жил	свинцовой оболочки	
3×16	131	1348	3092
3×25	204	1353	3137
3×35	285	1453	3438
3×50	408	1569	3817
3×70	571	1816	4369
3×95	775	2106	5061
3×120	979	2244	5545
3×150	1138	2503	6373
3×185	1547	2864	7239
3×240	1981	3357	9151

Таблица 67

Сечение жил, мм²	Масса алюминия, кг/км			Масса кабеля, кг/км			
	жил	оболочки	всего	ААШв, ААШпс	ААШп	ААБл	ААл
3×16	131	348	479	1500	1227	2166	1572
3×25	204	347	551	1534	1261	2198	1600
3×35	285	373	658	1518	1441	2429	1803
3×50	408	404	812	1792	1699	2729	2072
3×70	571	436	1007	2077	1979	3070	2362
3×95	775	505	1280	2462	2356	3625	2865
3×120	979	540	1519	2810	2698	3930	3127
3×150	1224	665	1880	3308	3176	4452	3597
3×185	1509	722	2231	3805	3664	5025	4117
3×240	1958	786	2744	4473	4321	5780	4804

Таблица 68

Сечение жил, мм²	Масса алюминия, кг/км			Масса кабеля, кг/км		
	жил	оболочки	всего	ААГ	ААШв	ААШп
1×120	328	505	833	1830	2248	2142
1×150	410	531	941	2020	2458	2347
1×185	505	610	1115	2265	2761	2634
1×240	656	652	1308	2574	3101	2966
1×300	820	732	1552	2929	3486	3343

Таблица 69

Сечение жил, мм²	Масса цветного металла кабеля АОСБ, кг/км		Масса кабеля АОСБ, кг/км
	алюминиевых жил	свинцовой оболочки	
3×120	991	7167	16 918
3×150	1238	7513	17 994

Таблица 70

Марка и сечение жил кабеля, мм²	Масса цветного металла, кг/км		Масса кабеля, кг/км (расчетная масса)
	алюминиевых жил	свинцовой оболочки	
Кабель напряжением 110 кВ			
МНСК-270	2515	5380	19 579
МНСК-625	5795	7050	16 207
МВДТ-550	5030	6480	14 869
Кабель напряжением 220 кВ			
МНСК-550	5090	10 040	21 246
МВДТ-550	5030	9750	20 616

Кабельная арматура

6.65. В практике сооружения кабельных линий применяют следующие виды кабельной арматуры:
концевые муфты и концевые заделки — для оконцевания кабелей в местах их присоединения к источнику питания или электроприемнику;
соединительные муфты — для соединения между собой кабелей при выполнении линии из двух или нескольких строительных длин кабелей и врезок;

ответвительные муфты — для присоединения ответвления к основной кабельной линии напряжением до 1 кВ;
стопорные муфты — для секционирования кабелей с бумажной пропитанной изоляцией с целью ограничения стекания пропиточной массы из верхних участков в нижние, если кабель расположен вертикально или наклонно. Для кабелей с бумажной изоляцией, пропитан-

Таблица 71

Напряжение кабеля, кВ	Наименование и марка соединительной муфты для кабелей с бумажной изоляцией	Указания по применению
1	Чугунные СЧм и СЧ	Следует применять
	Эпоксидные СЭ, СЭв и СЭс	То же
	Эпоксидная СЭм	Допускается
6—10	Свинцовая СС	Следует применять
	Эпоксидные СЭ и СЭв	То же
	Алюминиевая СА	Допускается
20—35	Латунная СЛО	Следует применять
	Латунная СтЭО*	То же
	Свинцовая ССО	»

* Применяется в качестве стопорной.

Таблица 72

Напряжение кабеля, кВ	Наименование и марка концевой муфты для кабелей с бумажной изоляцией	Указания по применению
1	Мачтовая ЗКМ и 4 КМ	Следует применять
	Эпоксидная КНЭ	То же
6—10	С вертикальными выводами КН	Следует применять
	Мачтовая КМ	То же
	Эпоксидная КНЭ	»
20—35	Металлическая с фарфоровым изолятором КНО	Следует применять
	Эпоксидная КНОЭц	Рекомендуется

Примечание. На напряжении 6—10 кВ выбор между концевой муфтой КН (с вертикальными изоляторами) и мачтовой муфтой КМ (с наклонными изоляторами) определяется удобством монтажа в данной электроустановке. Мачтовая муфта преимущественно применяется для присоединения к воздушным линиям.

Таблица 73

Наименование и марка заделки или муфты	Напряжение кабеля, кВ	Указания по применению в помещениях концевых заделок и муфт внутренней установки для кабелей с бумажной изоляцией							
		для разности уровней 10 м и более (для нижней заделки)	сухих (относительная влажность не более 60 %)	влажных (относительная влажность 61—75 %)	сырых и особо сырых (относительная влажность св. 75 %)	жарких, сухих	с проводящей пылью	с химически активной средой (кроме взрывоопасных)	пожароопасных*
Эпоксидная с термоусаживаемыми поливинилхлоридными трубками КВЭтв**	1; 6: 10	Следует применять	Следует применять	Следует применять	Допускается	Рекомендуется	Рекомендуется при условии периодической чистки	Рекомендуется при условии предохранения от контакта с химически активными веществами в жидком виде	Рекомендуется
Эпоксидная с наиритовыми трубками КВЭн	6; 10	То же	Рекомендуется	Рекомендуется	То же	То же	То же	То же	То же
Эпоксидная с кремнийорганическими трубками КВЭн	6; 10	»	То же	То же	»	»	»	»	»
Эпоксидная с трехслойными трубками КВЭт	1; 6; 10	»	»	Следует применять	Рекомендуется	»	»	»	Допускается
Сухая из самосклеивающихся КВсл***	1; 6; 10	Не следует применять	»	Не следует применять	Не следует применять	»	Не следует применять	»	То же
Эпоксидная с переходом на жилы кабеля с пластмассовой изоляцией ЭВЭп	1; 6; 10	Следует применять	Допускается	Рекомендуется	Следует применять	Допускается	Рекомендуется	»	»
Резиновая перчатка с заполнением КВРз	6	Не следует применять	Рекомендуется	Допускается	Не следует применять	То же	Не следует применять	Допускается при условии предохранения от контакта с химически активными веществами в жидком виде	Не следует применять
Резиновая перчатка, но без заполнения КВР	1	То же	Следует применять	Рекомендуется	То же	»	Допускается при условии периодической чистки	То же	Допускается
Термоусаживаемая полиэтиленовая перчатка КВТп	1	Допускается	Допускается	Допускается	Не следует применять	Допускается	Допускается	»	Не следует применять
Свинцовая перчатка КВС	1; 6; 10	Допускается	Допускается	Допускается	Не следует применять	Допускается	Не следует применять	Допускается при условии предохранения от контакта с химически активными веществами в жидком виде	Допускается

Продолжение табл. 73

Наименование и марка заделки или муфты	Напряжение кабеля, кВ	Указания по применению в помещениях концевых заделок и муфт внутренней установки для кабелей с бумажной изоляцией							
		для разности уровней 10 м и более (для нижней заделки)	сухих (относительная влажность не более 60 %)	влажных (относительная влажность 61—75 %)	сырых и особо сырых (относительная влажность св. 75 %)	жарких, сухих	с проводящей пылью	с химически активной средой (кроме взрывоопасных)	пожароопасных*
Стальная воронка с битумным составом КВБ	1; 6; 10	Не следует применять	То же	То же	То же	Не следует применять	То же	То же	Не следует применять
Эпоксидная муфта КВЭО	20; 35	Следует применять	Следует применять	Следует применять	Следует применять	Следует применять	Рекомендуется при условии периодической чистки	»	Допускается
Эпоксидная муфта КНОЭц	20; 35	Рекомендуется	Рекомендуется	Рекомендуется	Рекомендуется	Рекомендуется	То же	»	То же
Металлическая с фарфоровым изолятором КНОк	20; 35	Следует применять	Следует применять	Следует применять	Следует применять	Следует применять	»	»	»

* Согласно гл. 7.4 ПУЭ специальных требований к кабельным муфтам и заделкам в пожароопасных зонах не предъявляется.

** Эпоксидная заделка с термоусаживаемыми трубками во влажных и сырых помещениях применяется с дополнительной подмоткой из самосклеивающейся ленты под трубками. В этом случае марка заделки КВЭтву.

*** Заделки КВсл рекомендуется применять при разности уровней до 5 м и допускается при разностях уровней до 10 м.

ной нестекающей массой, равно как и для кабелей с пластмассовой и резиновой изоляцией, не содержащей пропиточной массы, применение стопорных муфт не требуется;

стопорно-переходные муфты — для соединения кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией в общей металлической оболочке с кабелями, имеющими обедненно пропитанную бумажную изоляцию, или с кабелями, жилы которых находятся в отдельных металлических оболочках;

переходные муфты — для соединения кабелей с бумажной изоляцией с кабелями, имеющими пластмассовую или резиновую изоляцию.

6.66. Выбор конструкций муфт и заделок для силовых кабелей напряжением 1÷35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией (в том числе с изоляцией, пропитанной нестекающим составом) и для кабелей с пластмассовой изоляцией необходимо производить на основании технической документации на муфты для силовых кабелей с пропитанной бумажной и пластмассовой изоляцией напряжением до 35 кВ.

Марки муфт и заделок для различных классов напряжений в зависимости от условий эксплуатации выбираются по табл. 71—74.

Таблица 74

Напряжение кабеля, кВ	Наименование и марка	Указания по применению
	Соединительная муфта для кабелей с пластмассовой изоляцией:	
1	из самосклеивающихся лент ПСсл	Следует применять
	чугунные СЧм и СЧ	Допускается
	эпоксидные СЭс, СЭм, СЭ и СЭв	»
6	из самосклеивающихся лент ПСсл	Следует применять
10	из самосклеивающихся лент ПСсл и ПСОсл	Рекомендуется
35	из самосклеивающихся лент ПСОсл	»
	Концевая муфта для кабелей с пластмассовой изоляцией:	
1; 6	эластомерная ПКНР	Рекомендуется
	чугунные мачтовые 3ПКМЧ и 4ПКМЧ	Допускается
10	эластомерная ПКНРО	Рекомендуется
35	то же, ПКНРО	»
	эпоксидная из циклоалифатических смол КНОЭц	Допускается

6.67. При выборе конструкций соединительных муфт для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией с вязкой пропиткой предпочтение следует отдавать освоенным промышленностью эпоксидным муфтам, выполняющим роль стопорных.

Применение эпоксидных соединительных муфт позволяет значительно расширить область применения кабелей с бумажной изоляцией с вязкой (обычной) пропиткой при разности уровней между высшей и низшей точками трассы, превышающей допустимые разности уровней для этих кабелей (см. табл. 53) и, соответственно, значительно сократить применение достаточно дефицитных кабелей с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом (ГОСТ 18409—73 с изм.).

6.68. При выборе конструкций концевых заделок кабелей для внутренней установки в помещениях типовых ТП и РП следует учитывать, что последние относятся по классификации к понятию «сырые» (т. е. с абсолютной влажностью воздуха более 75 %).

7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТЕЙ

МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

7.1. Обоснование решений при проектировании городских электрических сетей осуществляется путем технико-экономического сопоставления вариантов развития сети в целом или отдельных ее элементов.

7.2. Сравниваемые варианты должны давать одинаковый энергетический эффект, т. е. обеспечивать всех рассматриваемых потребителей одинаковым количеством мощности и энергии при нормированном качестве напряжения и требуемой надежности электроснабжения.

7.3. В качестве экономического критерия для выбора оптимального варианта принимаются в соответствии с Инструкцией по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства приведенные затраты.

Варианты, отличающиеся по приведенным затратам на величину менее 3 % (при исключении одинаковых по вариантам составляющих затрат), считаются равноэкономичными. В пределах зоны равноэкономичности выбор оптимального варианта следует производить исходя

из инженерной оценки тех качеств, которые не могли быть полностью учтены в затратах (перспективность, надежность, конъюнктура с получением оборудования и др.).

7.4. При сопоставлении вариантов схем или элементов городских электрических сетей, сооружаемых в один этап и не имеющих существенных изменений за рассматриваемый период эксплуатации, расчетные затраты могут определяться по выражению

$$З = E_н K + И, \text{ тыс.руб/год}, \quad (1)$$

где $E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,12; K — суммарные капитальные вложения в сетевые объекты, тыс. руб.; $И$ — ежегодные издержки производства, включающие затраты на компенсацию потерь электроэнергии в сетях, тыс. руб/год.

7.5. При сравнении вариантов, в которых рассматривается развитие электрической сети или отдельных ее элементов во времени, капитальные вложения и ежегодные издержки по каждому варианту определяются с учетом разновременности затрат по годам расчетного периода T.

Учет разновременности затрат сравниваемых вариантов осуществляется путем их приведения по формуле сложных процентов к какому-либо году τ, одинаковому для всех вариантов.

В этом случае приведенные затраты определяются по формулам:

$$З = \sum_{t=1}^{T} (E_н K_t + \Delta И_t)(1 + E_{нп})^{\tau - t}; \quad (2)$$

$$З = \sum_{t=1}^{T} (E_\Sigma K_t + \Delta И_м)(1 + E_{нп})^{\tau - t}, \quad (3)$$

где $E_{нп}$ — нормативный коэффициент учета разновременности затрат, равный 0,08; K_t — капитальные вложения в год t, тыс. руб.; $\Delta И_t = И_t - И_{t-1}$ — изменение издержек в каждом году расчетного периода по сравнению с предыдущим, тыс. руб/год.

В свою очередь

$$И_t = И_р + И_{к.р} + И_э + И_м,$$

где $И_р$ — амортизационные отчисления на реновацию; $И_{к.р}$ — амортизационные отчисления на капитальный ремонт; $И_э$ — затраты на эксплуатацию, включающие затраты на текущий ремонт; $И_м$ — затраты на приобретение топлива, сырья и на компенсацию потерь в сетях.

Коэффициент суммарных ежегодных отчислений от капитальных вложений определяется по выражению

$$E_{\Sigma} = E_{н} + E_{р} + E_{к.р} + E_{э}.$$

В формуле (3) ежегодные издержки, пропорциональные ежегодным капитальным вложениям, берутся в процентах от последних ($E_{\Sigma} K_t$) и складываются с издержками на покрытие прироста стоимости потерь $\Delta И_{м}$, что логично и удобно при технико-экономических расчетах электрических сетей.

Нормы ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание (%) приводятся в табл. 75.

В принципе формулы (2) и (3) полностью идентичны и могут в равной степени использоваться в технико-экономических расчетах.

7.6. Затраты на компенсацию потерь электроэнергии в сетях в соответствии с Методическими указаниями Энергосетьпроекта для каждого варианта определяется по выражению

$$И_{м} = \Delta P' T'_{п} з'_{э} + \Delta P'' T''_{п} з'_{э}, \text{ тыс.руб/год}, \qquad (4)$$

где $\Delta P'$ — переменные потери мощности, зависящие от нагрузки (потери в линиях и обмотках трансформаторов); $\Delta P''$ — постоянные потери мощности, не зависящие от нагрузки (потери холостого хода в трансформаторах); $з'_{э}$, $з''_{э}$ — удельные затраты на компенсацию соответственно переменных и постоянных потерь, отнесенные к одному кВт·ч, определяемые по кривым на рис. 45; $T'_{п}$, $T''_{п}$ — время наибольших потерь соответственно для переменных и постоянных потерь мощности. $T'_{п}$ определяется по кривой на рис. 46 в зависимости от числа часов использования максимума перетока мощности $T_{м}$, а $T''_{п} = 8760$ ч.

7.7. При определении удельных затрат на компенсацию потерь следует учитывать коэффициент попадания максимума потерь в максимум энергосистемы $\alpha_{м} = K^2_{м}$, где $K_{м}$ — коэффициент попадания максимума нагрузки потребителя в максимум энергосистемы.

В практических расчетах городских сетей для коммунально-бытовых потребителей $\alpha_{м}$ рекомендуется принимать равным 0,9—0,95.

7.8. Для учета потерь в общих по вариантам звеньях электрической сети более высокого напряжения при отсутствии конкретных данных коэффициент $K_{и}$ определяется по выражению формулы (5).

Таблица 75

Элемент сети	Нормы ежегодных отчислений, % от капитальных вложений				
	на амортизацию*			на эксплуатацию и текущий ремонт $E_э$	суммарные отчисления E_Σ (при $E_н$=12%)
	Реновация $E_р$	Капитальный ремонт $E_{к.р}$	Всего $E_а$		
Кабельные линии напряжением до 10 кВ, проложенные в земле:					
со свинцовой оболочкой	2	0,3	2,3	2	16,3
с алюминиевой оболочкой	4	0,3	4,3	2	18,3
с пластмассовой оболочкой	5	0,3	5,3	2	19,3
Кабельные линии напряжением 35 кВ, проложенные в земле со свинцовой оболочкой	3	0,4	3,4	2	17,4
Кабельные линии напряжением 110—220 кВ, проложенные в земле, в помещениях, маслонаполненные	2	0,5	2,5	2	16,5
Воздушные линии напряжением до 20 кВ:					
на металлических или железобетонных опорах	3	0,6	3,6	0,4	16
на деревянных опорах из пропитанной древесины и на деревянных опорах с железобетонными приставками	4	1,7	5,7	0,8	18,5
Воздушные линии напряжением 35—220 кВ:					
на металлических или железобетонных опорах	2	0,4	2,4	0,4	14,8
на деревянных опорах из пропитанной древесины или непропитанной лиственницы	3,3	1,6	4,9	0,6	17,5
Силовое электротехническое оборудование напряжением, кВ:					
до 20				4	22,4
35—150	3,5	2,9	6,4	3	21,4
220 и выше				2	20,4

* Приняты по данным Госплана СССР.

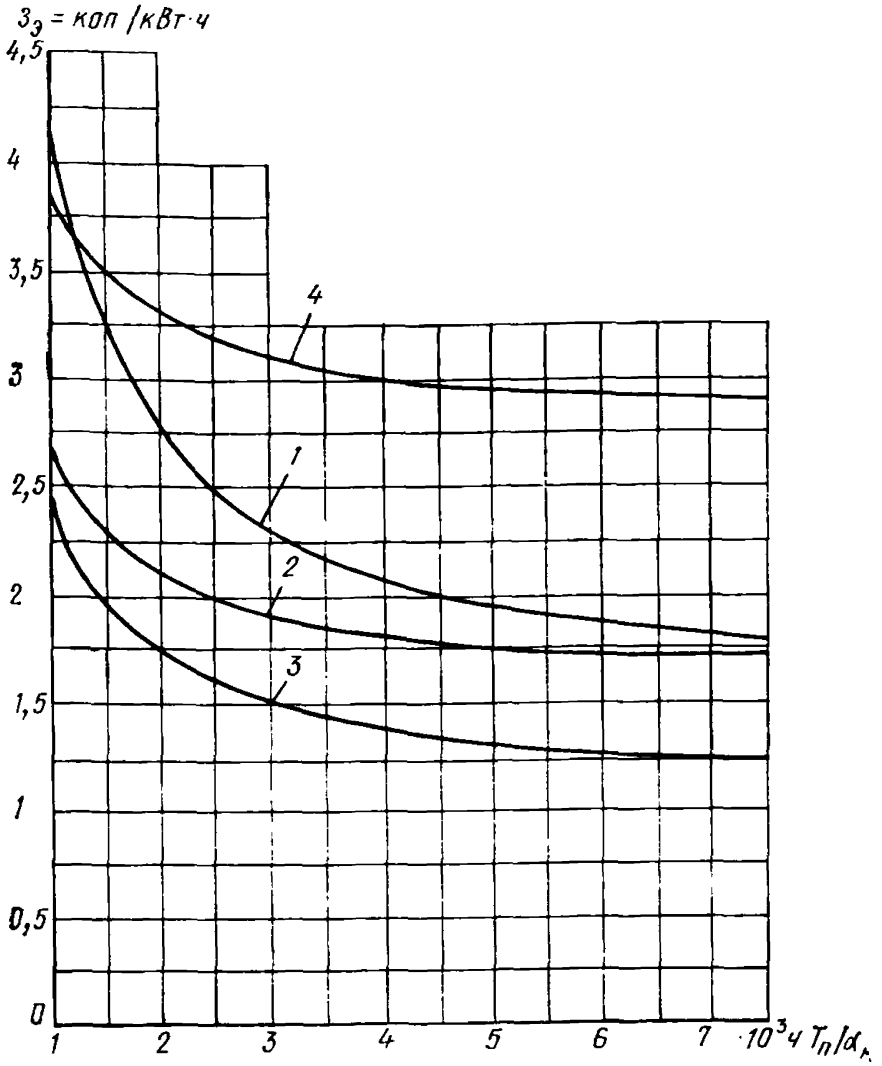


Рис. 45. Удельные показатели стоимости потерь электроэнергии в электрических сетях (по данным института Энергосетьпроект, информация № 09/1—85 от 15 июня 1985 г.

1 — районы ЕЭЭС (ОЭС Центра, Юга, Северо-Запада, Средней Волги, Урала, Северного Кавказа, Закавказья); *2* — районы ОЭС Северного Казахстана и Средней Азии; *3* — районы ОЭС Сибири; *4* — районы ОЭС Дальнего Востока

Оценка стоимости потерь внепиковой электроэнергии, коп/кВт·ч		
ЕЭЭС	ОЭС. С. Казахстана и Средней Азии	ОЭС Сибири
0,45	1,26	0,89

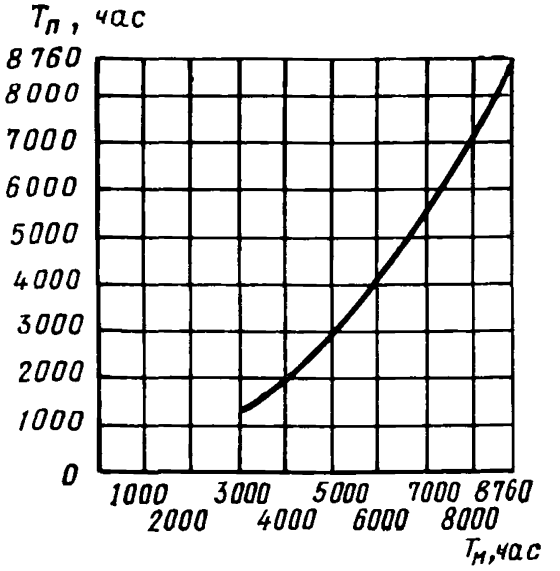


Рис. 46. График зависимости времени наибольших потерь от числа часов использования максимума перетока мощности

$$K_и = 1 + 2 \sum_{n=1}^{n=m} \Delta Э_и\%/100, \qquad (5)$$

где $\Delta Э_и$ — дополнительные потери, %, электроэнергии в ступенях сети более высокого напряжения определяются по табл. 76; m — количество ступеней.

В этом случае затраты, определяемые по кривым (см. рис. 45), умножаются на $K_и$.

7.9. Значения коэффициентов приведения по годам расчетного периода, а также поправочного коэффициента α_3 для определения приведенных затрат на компенсацию потерь электроэнергии с учетом фактора времени даны в табл. 77 и 78.

Таблица 76

Ступени более высоких напряжений по сравнению с напряжением рассматриваемой сети	$\Delta Э_и$, %
220—330 кВ	2,5
110—150 кВ	1,5
35 кВ	1
6—10 кВ	3,5

Таблица 77

t	$(1+0{,}08)^t$	$1/(1+0{,}08)^t$
1	1,08	0,926
2	1,166	0,857
3	1,26	0,794
4	1,36	0,735
5	1,469	0,681
6	1,587	0,63
7	1,714	0,584
8	1,851	0,54
9	1,999	0,5
10	2,159	0,463

Таблица 78

Годы, t	Значения поправочного коэффициента, α_3 при $\Delta Э_п/\Delta Э_1$						
	1	1,2	1,4	1,6	1,8	2	2,2
3	1	0,99	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96
4	1	0,99	0,96	0,96	0,94	0,93	0,93
5	1	0,98	0,94	0,94	0,92	0,91	0,91
6	1	0,96	0,94	0,94	0,92	0,9	0,89
7	1	0,96	0,93	0,92	0,89	0,88	0,86
8	1	0,94	0,9	0,9	0,87	0,87	0,85
9	1	0,92	0,89	0,88	0,86	0,85	0,84
10	1	0,92	0,89	0,88	0,85	0,83	0,82

Продолжение табл. 78

Годы, t	Значения поправочного коэффициента, α_3 при $\Delta Э_п/\Delta Э_1$						
	2,8	3,2	4	5	6	8	10
3	0,96	0,96	0,95	0,95	0,94	0,94	0,93
4	0,91	0,91	0,9	0,9	0,89	0,88	0,88
5	0,89	0,88	0,88	0,87	0,86	0,86	0,86
6	0,87	0,86	0,86	0,84	0,84	0,83	0,83
7	0,86	0,84	0,82	0,81	0,8	0,79	0,79
8	0,82	0,81	0,8	0,79	0,78	0,77	0,76
9	0,8	0,8	0,78	0,76	0,75	0,74	0,74
10	0,79	0,78	0,76	0,75	0,73	0,72	0,72

Примечания: 1. $\Delta Э_1$ — потери электроэнергии в первом году расчетного периода.

2. $\Delta Э_п$ — потери электроэнергии в последнем году расчетного года.

Примеры технико-экономических расчетов

Пример 1. Для микрорайона новой жилой застройки сравниваются два варианта выполнения сети напряжением 0,4 кВ по петлевой схеме: *1 вариант* с ТП 1×400 кВ·А, *2 вариант* с ТП 1×630 кВ·А.

Основные показатели вариантов приводятся в табл. 79.

Таблица 79

Наименование показателей	Единица измерения	Вариант 1 с ТП 1×400	Вариант 2 с ТП 1×630
Количество ТП	шт.	24	15
Длина кабельной сети напряжением 0,4 кВ	км	11	13,6
Нагрузка на шинах напряжением 0,4 кВ ТП	кВт	8470	8420
Потери мощности:			
в трансформаторах:			
переменных КЗ	»	124	98,5
постоянных холостого хода	»	26	25
в линиях	»	152	199
Капитальные вложения:			
в ТП	тыс. руб.	210	148
в сети напряжением 0,4 кВ	»	46	58,5
Затраты	тыс. руб/год	76,4	66,5

В расчетах исходим из условия сооружения сети одним этапом (за год).

1. Определение затрат на компенсацию потерь в линиях и трансформаторах.

Для коммунально-бытовых потребителей принимаем $T_м = 4000$ ч и по кривой на рис. 46 определяем $T'_п = 2200$ ч.

При $\alpha_м = 0{,}95$ для $T'_п/\alpha_м = 2{,}32 \cdot 10^3$ ч по кривой *1* (районы ЕЭС) на рис. 45 получаем значения удельных затрат на компенсацию потерь $з'_э = 2{,}6$ коп/кВт·ч, а для $T''_п = 8760$ ч $з''_э = 1{,}675$ коп/кВт·ч.

Для учета потерь в вышестоящих звеньях сети по табл. 78 принимаем соответствующие значения $\Delta Э_и\%$ и по формуле (5) определяем повышающий коэффициент

$$K_и = 1 + 2\sum_{1}^{4}(3{,}5 + 1{,}0 + 1{,}5 + 2{,}5)/100 = 1{,}17.$$

$з'_{эл} = 2{,}6 \cdot 1{,}17 = 3$ коп./кВт·ч; $з''_{эл} = 1{,}675 \cdot 1{,}17 = 1{,}96$ коп./кВт·ч.

По формуле (4) определяем затраты на компенсацию потерь для каждого варианта:

1 вариант: $И_{м_1} = \Delta И_{м_1} = (124 + 152)\,2200 \cdot 3{,}0 + 26 \cdot 8760 \cdot 1{,}96 =$
$= 22{,}6$ тыс.руб/год.

2 вариант: $И_{м_2} = \Delta И_{м_2} = (98{,}5 + 199)\,2200 \cdot 3{,}0 + 25 \cdot 8760 \cdot 1{,}96 =$
$= 23{,}9$ тыс.руб/год.

2. Определение затрат на сооружение сети.

В соответствии с данными табл. 75 для кабельных линий 0,4 кВ с алюминиевой оболочкой $E_{\Sigma_л} = 0{,}183$; для ТП 10/0,4 кВ $E_{\Sigma_{тп}} = 0{,}224$.

По формуле (1) определяем расчетные затраты по обоим вариантам:

1 вариант: $З_1 = 0{,}224 \cdot 210 + 0{,}183 \cdot 46 + 22{,}6 = 78$ тыс.руб/год.

2 вариант: $З_2 = 0{,}224 \cdot 148 + 0{,}183 \cdot 58{,}5 + 23{,}9 = 68{,}3$ тыс.руб/год.

Удельные затраты соответственно равны:

$$з_1 = 78000/8470 = 9{,}2 \text{ руб/кВт.год};$$

$$з_2 = 68300/8420 = 8{,}1 \text{ руб/кВт·год}.$$

На основании сравнения результатов расчетов принимается вариант выполнения сети напряжением 0,4 кВ с ТП 1×630 кВ·А.

Пример 2. Определить приведенные затраты на развитие сети за расчетный срок $T = 5$ лет.

Капиталовложения в сеть производятся ежегодно в размере 1000 руб., что при росте нагрузки позволяет поддерживать потери в сети на одном уровне.

$$И_{м_1} = И_{м_2} = \ldots = И_{м_5} = 300 \text{ руб/год}.$$

Издержки на амортизацию и эксплуатацию составляют 10 % капиталовложений $E_\Sigma = 0{,}1 + 0{,}12 = 0{,}22$. Определим затраты в каждом году развития сети по формулам (2) и (3). Затраты приводятся к первому году ($T = 1$).

1. По формуле (2) определяем:

1-ый год $З_1 = [0{,}12 \cdot 1000 + (0{,}1 \cdot 1000 + 300)]/(1+0{,}08)^0 = 520$ руб/год;

2-ой год $З_2 = 520 + [0{,}12 \cdot 1000 + (500 - 400)]/(1{,}08)^1 = 724$ руб/год;

3-ий год $З_3 = 724 + [0{,}12 \cdot 1000 + (600 - 500)]/(1{,}08)^2 = 912$ руб/год;

4-ый год $З_4 = 912 + [0{,}12 \cdot 1000 + (700 - 600)]/(1{,}08)^3 = 1086$ руб/год;

5-ый год $З_5 = 1086 + [0{,}12 \cdot 1000 + (800 - 700)]/(1{,}08)^4 = 1248$ руб/год.

2. По формуле (3):

1-ый год $З_1 = (0{,}22 \cdot 1000 + 300)/(1{,}08)^0 = 520$ руб/год;

2-ой год $З_2 = 520 + [0{,}22 \cdot 1000 + (300 - 300)]/(1{,}08)^1 = 724$ руб/год

. . . . . .

5-ый год $З_5 = 1086 + [(0{,}22 \cdot 1000 + (300 - 300)]/1{,}08)^4 = 1248$ руб/год.

УКРУПНЕННЫЕ СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

7.10. Укрупненные стоимостные показатели предназначены для использования в технико-экономических расчетах и для определения затрат на реконструкцию и расширение сетей на стадии схемы.

7.11. Укрупненные стоимостные показатели городских электрических сетей даны в нормах и ценах, введенных с 1 января 1984 г.

7.12. Показатели элементов распределительных сетей напряжением 0,4 и 10(6) кВ определены для I, III—VII, XII территориальных районов по Прейскуранту на строительство городских электрических сетей (ПЭС-84, приложение к СНиП IV-15-83) и приводятся в табл. 80—85 и 90—93.

7.13. Для определения полной стоимости кабельной линии напряжением до 10 кВ в условиях городской застройки следует учитывать затраты на разборку и восстановление дорожного покрытия (см. табл. 94).

7.14. Укрупненные стоимостные показатели элементов сетей напряжением 110(35) кВ и выше и отдельных элементов сетей 10(6) кВ приняты по данным Энергосетьпроекта для средних условий строительства в европейской части страны (см. табл. 86—89 и 95—101).

Для определения их стоимости в других районах следует вводить коэффициенты: для Урала, Казахстана, Средней Азии — 1,1; для Сибири — 1,2; для Дальнего Востока — 1,3—1,4.

7.15. Укрупненные стоимостные показатели воздушных линий напряжением 35—220 кВ (см. табл. 86—89) даны с учетом коэффициента (1,5) для условий городской и промышленной застройки.

7.16. Укрупненные стоимостные показатели подстанций напряжением 35 и 110 кВ приведены в разд. 6 (см. табл. 49, 50 и 51).

7.17. Расчетная стоимость (см. табл. 50, 98—101) включает затраты на основное и вспомогательное оборудование, строительные и монтажные работы.

Таблица 80

Наименование	Единица измерения	Стоимость РП, тыс. руб.		
		общая	в том числе	
			строительно-монтажные работы	оборудование
II РПВ-1ТМД	шт.	46,63	23,47	23,16
II РПК-1ТМ	»	43,14	15,47	27,67
II РПК-2ТМ	»	50,94	18,73	32,21
II РПК-1ТМД	»	56,94	29,18	27,76
II РПК-2ТМД	»	61,66	30,77	30,89
III РПК-2ТМ	»	64,48	23,7	41,2

Таблица 81

Тип ТП	Единица измерения	Мощность трансформатора, кВ·А	Стоимость ТП единой серии		
			общая	в том числе	
				строительно-монтажные работы	оборудование
В-21-160М3	шт.	1×100	7,2	5,35	1,85
		1×160	7,44	5,38	2,06
В-41-400М3	»	1×100	9,33	6,69	2,64
	»	1×160	9,83	6,73	3,1
	»	1×250	10,11	6,73	3,38
	»	1×400	10,7	6,73	3,97
В-42-400М4	»	2×100	15,59	8,92	6,67
	»	2×160	16,07	9,02	7,05
	»	2×250	16,61	9,01	7,6
	»	2×400	17,55	9,01	8,54
К-31-400М3	»	1×100	7,42	5,5	1,92
	»	1×160	7,66	5,53	2,13
	»	1×250	7,93	5,53	2,4
	»	1×400	8,78	5,54	3,24
К-31-630М3	»	1×630	9,87	5,78	4,09
К-42-400М4	»	2×100	14,14	7,86	6,28
	»	2×160	14,6	7,95	6,65
	»	2×250	15,16	7,95	7,21
	»	2×400	16,1	7,95	8,15
К-42-630М4	»	2×630	18,54	8,99	9,55
КСК-42-630М4	»	2×630	26,16	11,09	15,07

Таблица 82

Наименование	Стоимость телемеханизации, тыс. руб.
Оборудование и монтаж установки контролируемого пункта КП с учетом оборудования и монтажа диспетчерского пункта ДП	10
Сооружение каналов связи для телемеханизации КП или ДП	1,6

Таблица 83

Марка и сечение проводов	Стоимость 1 км ВЛ до 1 кВ в условиях городской и промышленной застройки, тыс. руб.			
	Деревянные опоры на железобетонных приставках		Железобетонные опоры	
	Количество опор на 1 км сети			
	29	40	25	29
3А70+А35	3,68	4,89	3,77	4,3
3А50+А25	3,43	4,63	3,51	4,04
3А35+А16	3,28	4,44	3,32	3,86
3А25+А16	3,14	4,35	3,23	3,76
4А16	3,04	4,25	3,13	3,66
3А16	2,95	4,16	3,04	3,57
2А16	2,86	4,07	2,95	3,48
3А25	3,05	4,26	3,14	3,67
2А25	2,93	4,13	3,02	3,54
3А35	3,14	4,35	3,22	3,75
2А35	3	4,21	3,09	3,62

Примечания: 1. Стоимость линий дана без учета вводов в здание.

2. Стоимость ввода проводом 2А16 длиной до 25 м с подставной опорой — 64,4 руб.

3. Стоимость ввода проводом 2А16 длиной до 15 м без подставной опоры — 16 руб.

Таблица 84

Марка проводов	Стоимость монтажа подвески 1 км проводов напряжением до 1 кВ на опорах, тыс. руб.
3А70+А35	1,27
3А50+А25	1,01
3А35+А16	0,82
3А25+А16	0,73
4А16	0,63
3А16	0,54
2А16	0,45
3А35	0,72
2А35	0,59
3А25	0,64
2А25	0,51

Таблица 85

Марка и сечение проводов	Стоимость 1 км ВЛ 6—10 кВ в условиях городской и промышленной застройки, тыс. руб.										
	Деревянные опоры с железобетонными приставками									Железобетонные опоры	
	Количество опор на 1 км сети										
	15,5	15	18,5	17	22	20	25	29	33	15	18
А35	3,26	—	4	—	4	—	5	5,48	5,91	2,89	3,24
А50	3,77	—	4,15	—	4,16	—	5,13	5,64	6,07	3,05	3,4
А70	4	—	4,37	—	4,37	—	5,35	5,85	6,28	3,26	3,61
А95	—	4,26	—	4,55	—	4,6	—	—	—	3,51	3,86
А120	—	4,55	—	4,93	—	4,9	—	—	—	3,8	4,15

Примечание. В гр. 9—11 — опоры для совместной подвески проводов напряжением 0,4 кВ и 6—10 кВ без стоимости и монтажа проводов 0,4 кВ.

Таблица 86

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость, тыс. руб., 1 км ВЛ 35 кВ в условиях городской и промышленной застройки со сталеалюминиевыми проводами АС сечением			
		70/11	95/16	120/19	150/24
Металлические опоры					
Одноцепные	I	18,3	18,6	19,6	19,9
	II	21,6	21,2	21,2	21,5
	III	24,8	24	24	26,6
	IV	27,3	26,1	26,5	31,9

Продолжение табл. 86

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость, тыс. руб., 1 км ВЛ 35 кВ в условиях городской и промышленной застройки со сталеалюминиевыми проводами АС сечением			
		70/11	95/16	120/19	150/24
Двухцепные	I	26	27,2	28,8	29,2
	II	30,1	30,2	30,6	32
	III	36,2	36,3	37,8	37,2
	IV	40,7	40,7	43,4	44
То же, с подвеской одной цепи	I	23,1	23,6	24,3	24,3
	II	26,9	26	25,9	26,3
	III	32,2	31,2	32,1	31,3
	IV	36,2	35	35,5	36
Железобетонные опоры					
Одноцепные	I	—	14,4	15,4	16,4
	II	—	15,9	16,2	16,8
	III	—	18,2	18,4	18,4
	IV	—	20,6	20,4	20,1
Двухцепные	I	—	23	21,1	22,2
	II	—	25	21,7	23
	III	—	29,2	25,9	26,6
	IV	—	32,6	28,2	28,6
То же, с подвеской одной цепи	I	—	19,2	17,1	17,6
	II	—	20,8	17,5	18,3
	III	—	24,9	21	21,1
	IV	—	27,5	22,7	22,6
Подвеска второй цепи на двухцепных опорах	I—II	3,3	4,2	4,6	5,8

Таблица 87

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость, тыс. руб., 1 км ВЛ 110 кВ в условиях городской и промышленной застройки с алюминиевыми проводами АС сечением					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Металлические опоры							
Одноцепные	I	21,7	22,2	23,4	24	26,1	28
	II	24,8	24,6	25,4	25,4	27	28,3
	III	29,1	28,6	28,4	28,4	29,5	30
	IV	32,3	31	30,9	30,9	31,5	32,6
Двухцепные	I	32,4	33,1	35,5	36,9	41,6	45,9
	II	36,9	36,7	37,8	38,5	42,7	46
	III	43,9	42,3	42,5	42,9	45,5	48,1
	IV	49,2	46,1	46,5	47,4	47,6	51,6

Продолжение табл. 87

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость, тыс. руб., 1 км ВЛ 110 кВ в условиях городской и промышленной застройки с алюминиевыми проводами АС сечением					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
То же, с подвеской одной цепи	I	29,2	29	31,2	31,7	34,9	37,2
	II	33,3	32,2	33	33	36	37,4
	III	39,6	37,2	38,7	38,1	40,2	41
	IV	43	40,6	40,5	40,7	42	43,8
Железобетонные опоры							
Одноцепные	I	15,7	16,6	16,2	17,2	18,9	21
	II	18	18	17,1	17,5	19,3	21
	III	21,9	21,6	19,6	19,8	20,7	22,6
	IV	24,8	23,9	21,6	21,2	23	24,9
Двухцепные	I	23,7	25,3	25,5	30	33	36
	II	26,7	26,7	27,2	30	33	36
	III	32,1	31,5	30,6	33,3	35,4	37,5
	VI	36,6	35	33,3	35,8	37,7	40,5
То же, с подвеской одной цепи	I	20,6	21,4	21,2	24,9	26	27,6
	II	23,3	22,6	22,5	24,9	26	27,6
	III	27,9	26,8	25,4	27,6	28	28,8
	IV	31,8	29,5	27,6	29,7	29,9	31,2
Подвеска второй цепи на двухцепных опорах	I—II	3,6	4	4,6	5,1	6,7	8,4

Таблица 88

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость, тыс. руб., 1 км ВЛ 150 кВ в условиях городской и промышленной застройки с алюминиевыми проводами АС сечением			
		120/19	150/24	185/29	240/32
Металлические опоры					
Одноцепные	I	23,8	24,9	26,2	28,1
	II	25,8	26,1	27	28,4
	III	27,9	28	28,6	29,2
	IV	30,3	31,1	31,5	32,7
Двухцепные	I	38	40,8	45,9	49,5
	II	42	42	45,9	45,9
	III	41,7	45	48,6	50,6
	IV	45	47,6	51,4	53,5
То же, с подвеской одной цепи	I	33,4	35,1	38,1	41,1
	II	36,2	36,2	38,1	41,1
	III	36,9	38,6	41,2	42
	IV	39,6	41,3	43,4	44,5

Продолжение табл. 88

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость, тыс. руб., 1 км ВЛ 150 кВ в условиях городской и промышленной застройки с алюминиевыми проводами АС сечением			
		120/19	150/24	185/29	240/32
Железобетонные опоры					
Одноцепные	I	19,5	19,5	21,6	22,6
	II	20,2	19,7	21,6	22,6
	III	22,2	21,3	19,8	23,5
	IV	24,5	23,1	21,3	24,8
Двухцепные	I	31,3	33,3	35,7	39,3
	II	31,8	33,6	35,7	39,3
	III	32,1	36,3	38,2	40,3
	IV	34,8	39	40,2	44
То же, с подвеской одной цепи	I	26,4	27,4	28,8	30,6
	II	26,8	27,8	28,8	30,6
	III	27,2	29,8	30,6	31,7
	IV	29,7	31,9	32,1	33,5
Подвеска второй цепи на двухцепных опорах	I—II	4,9	5,8	5,9	8,7

Таблица 89

Тип опор	Район по гололеду	Стоимость, тыс. руб., 1 км ВЛ 220 кВ в условиях городской и промышленной застройки со сталеалюминиевыми проводами АС сечением	
		300/39	400/51
Металлические опоры			
Одноцепные	I—II	32,4	35,6
	III	34,6	37,5
	IV	37	40
Двухцепные	I—II	54,3	62
	III	57,6	64,1
	IV	61,6	66,5
То же, с подвеской одной цепи	I—II	44,2	46,5
	III	47,3	47,8
	IV	50	49,6
Железобетонные опоры			
Одноцепные	I—II	25,8	29,2
	III	27,4	30
	IV	28,7	32,7
Двухцепные	I—II	45	50,5
	III	46,6	52,5
	IV	50,5	58,5
Подвеска второй цепи	I—II	11	16,4

Таблица 90

Сечение	Стоимость прокладки 1 км кабеля напряжением 1 кВ в траншее, тыс. руб., марки				
	ААШп	ААПл	ААП2л	АСКл	АВРБ
3×25	1,88/3,34	2,8/5,18	3,06/5,7	3,94/7,46	2,6/4,78
3×35	2,03/3,64	3,24/6,06	3,31/6,2	4,29/8,16	3,01/5,6
3×50	2,29/4,16	3,6/6,78	3,66/6,9	4,75/9,08	3,65/6,88
3×70	2,61/4,8	4,0/7,58	4,08/7,74	5,41/10,4	4,21/8
3×95	3,01/5,6	4,52/8,62	4,6/8,78	6,21/12	5,1/9,78
3×120	3,41/6,4	5,03/9,64	5,12/9,82	6,92/13,42	5,97/11,52
3×150	3,88/7,34	5,6/10,78	5,7/11	7,62/14,82	7,15/13,88
3×185	4,5/8,58	6,46/12,5	6,57/12,72	8,74/17,06	—
3×240	—	—	—	—	—
4×25	—	—	—	—	—
4×35	—	—	—	—	—
4×50	—	—	—	—	—
4×70	—	—	—	—	—
4×95	—	—	—	—	—
4×120	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 90

Сечение	Стоимость прокладки 1 км кабеля напряжением 1 кВ в траншее, тыс. руб., марки				
	ААБл	ААБ2л	ААШв, ААШпс	АСБ	ААл
3×25	2,27/4,12	2,33/4,24	2/3,58	2,73/5,04	—
3×35	2,45/4,48	2,51/4,6	2,2/3,98	3,03/5,64	—
3×50	2,74/5,06	2,81/5,2	2,5/4,58	3,44/6,46	—
3×70	2,87/5,32	3,14/5,86	2,87/5,32	4/7,58	—
3×95	3,49/6,56	3,6/6,78	3,34/6,26	4,75/9,08	—
3×120	3,98/7,54	4,05/7,68	3,8/7,18	5,35/10,28	—
3×150	4,52/8,62	4,59/8,76	4,33/8,24	6,03/11,64	—
3×185	5,25/10,08	5,3/10,18	5,02/9,62	6,9/13,38	—
3×240	6,1/11,78	6,18/11,94	6/11,58	8,21/16	—
4×25	—	—	—	—	2,42/4,42
4×35	—	—	—	—	2,64/4,86
4×50	—	—	—	—	3,0/5,58
4×70	—	—	—	—	3,43/6,44
4×95	—	—	—	—	3,91/7,4
4×120	—	—	—	—	4,46/8,5

Примечание. До черты — стоимость 1 кабеля в одной траншее, после черты — стоимость 2 кабелей в одной траншее.

Таблица 91

Сечение	Стоимость прокладки 1 км кабеля напряжением 1 кВ в траншее, тыс. руб., марки			
	ААШв, ААШпс	АСБ	ААл	ААБл
3×16 +1×10	2,04/3,62	2,82/5,22	2,16/3,9	2,27/4,12
3×25 +1×16	2,18/3,94	3,0/5,58	2,32/4,2	2,42/4,42
3×35 +1×16	2,38/4,34	3,35/6,28	2,52/4,62	2,63/4,84
3×50 +1×25	2,7/4,98	3,95/7,48	2,86/5,3	3,0/5,58
3×70 +1×25	3,09/5,76	4,44/8,46	3,25/6,08	3,33/6,24
3×95 +1×35	3,55/6,68	5,11/9,8	3,72/7,02	3,85/7,28
3×120+1×35	4,22/8,02	5,7/10,98	4,25/8,08	4,54/8,66
3×150+1×50	5,14/9,86	7,2/14	4,82/9,22	5,4/10,38
3×185+1×50	5,51/10,6	8,31/16,2	5,52/10,62	6,2/12

Примечание. До черты — стоимость 1 кабеля в одной траншее, после черты — стоимость 2-х кабелей в одной траншее.

Таблица 92

Сечение	Стоимость прокладки 1 км кабеля напряжением 6 кВ в траншее, тыс. руб., марки				
	ААл	ЦААБл	ЦААБ2л	АСБ	АСКл
3×25	3,78/6,19	4,2/7,03	4,2/7,03	4,72/8,07	6,32/11,27
3×35	4,01/6,65	4,43/7,49	4,43/7,49	5,18/8,99	6,76/12,15
3×50	4,31/7,25	4,71/8,05	4,7/8,03	5,74/10	7,38/13,32
3×70	4,71/8,05	5,12/8,87	5,11/8,85	6,22/11,07	7,93/14,49
3×95	5,23/9,03	5,7/9,94	5,7/9,94	6,93/12,43	8,77/16,11
3×120	5,68/9,93	6,17/10,91	6,16/10,9	7,64/13,85	9,63/17,83
3×150	6,27/11,11	6,76/12,09	6,79/12,13	8,54/15,65	10,65/19,88
3×185	7,03/12,63	7,39/13,35	7,42/13,41	9,32/17,21	11,54/21,65
3×240	7,81/14,19	—/—	—/—	10,67/19,91	13,64/25,85

Продолжение табл. 92

Сечение	Стоимость прокладки 1 км кабеля напряжением 6 кВ в траншее, тыс. руб., марки					
	ААШп	ААПл	ААП2л	ААБл	ААБ2л	ААШв, ААШпс
3×25	3,71/6,05	4,84/8,31	4,87/8,37	4,03/6,69	4,06/6,75	3,85/6,33
3×35	3,92/6,47	5,28/9,19	5,35/9,33	4,28/7,19	4,3/7,21	4,1/6,83
3×50	4,19/7,01	5,68/10	5,74/10,08	4,6/7,83	4,6/7,83	4,39/7,41
3×70	4,58/7,79	6,17/10,97	6,25/11,13	5,07/8,78	5,03/8,7	4,8/8,23
3×95	5,15/8,87	6,8/12,17	6,88/12,33	5,6/9,74	5,6/9,74	5,43/9,43
3×120	5,59/9,75	7,38/13,33	7,47/13,51	6,08/10,73	6,1/10,75	5,88/10,33
3×150	6,16/10,9	8,21/15	8,31/15,2	6,67/11,91	6,7/11,98	6,5/11,57
3×185	6,71/11,99	9,11/16,79	9,21/17	7,4/13,37	7,41/13,39	7,16/12,89
3×240	7,69/13,95	10,34/19,25	10,45/19,47	8,32/15,21	8,3/15,2	8,22/15

Примечание. До черты — стоимость 1 кабеля в одной траншее, после черты — стоимость 2-х кабелей в одной траншее.

Таблица 93

Сечение	Стоимость прокладки 1 км кабеля напряжением 10 кВ в траншее, тыс. руб., марки				
	ААл	ЦААБл	ЦААБ2л	АСБ	АСКл
3×25	4,29/7,21	4,56/7,75	4,55/7,74	5,54/9,71	7,11/12,85
3×35	4,47/7,57	4,78/8,19	4,76/8,18	5,85/10,33	7,48/13,59
3×50	4,77/8,17	5,12/8,87	5,11/8,86	6,30/11,23	7,98/14,59
3×70	5,21/9,05	5,56/9,75	5,63/9,89	6,97/12,57	8,69/16,01
3×95	5,71/9,99	6,14/10,85	6,16/10,84	7,87/14,31	9,82/18,21
3×120	6,16/10,89	6,72/12,01	6,72/12,01	8,52/15,61	10,56/19,69
3×150	6,68/11,93	7,49/13,55	7,34/13,25	9,33/17,23	11,36/21,29
3×185	7,43/13,43	8,21/14,99	8,2/14,98	10,2/18,97	12,89/24,35
3×240	8,42/15,41	—/—	—/—	11,55/21,67	15,07/28,71

Продолжение табл. 93

Сечение	Стоимость прокладки 1 км кабеля напряжением 10 кв в траншее, тыс. руб., марки					
	ААШп	ААПл	ААП2л	ААБл	ААБ2л	ААШв, ААШпс
3×25	4,17/6,97	5,62/9,87	5,68/9,99	4,55/7,74	4,64/7,91	4,37/7,37
3×35	4,39/7,41	5,93/10,47	6,01/10,65	4,76/8,18	4,86/8,35	4,57/7,77
3×50	4,68/7,99	6,29/11,21	6,38/11,39	5,05/8,73	5,21/9,05	4,88/8,39
3×70	5,04/8,71	6,83/12,29	6,93/12,49	5,5/9,71	5,61/9,85	5,38/9,39
3×95	5,6/9,77	7,56/13,69	7,77/14,11	6,09/10,75	6,21/10,99	5,92/10,41
3×120	6,09/10,75	8,19/14,95	8,27/15,11	6,56/11,69	6,68/11,93	6,43/11,43
3×150	6,68/11,93	8,97/16,51	9,07/16,71	7,11/12,79	7,25/13,07	6,98/12,53
3×185	7,38/13,33	9,95/18,47	10,05/18,67	7,9/14,37	8,08/14,73	7,76/14,09
3×240	8,09/14,75	11,16/20,89	11,26/21,09	8,87/16,31	9,13/16,83	8,84/16,25

Примечание. До черты — стоимость 1 кабеля в одной траншее, после черты — стоимость 2-х кабелей в одной траншее.

Таблица 94

Наименование работ	Единица измерения	Стоимость, руб.
Разборка и восстановление асфальтобетонных покрытий на щебеночном основании толщиной 200 мм	м²	9,96
То же, на цементно-бетонном основании толщиной до 180 мм	»	15,82
Разборка и восстановление булыжного покрытия толщиной 200 мм	»	26,25
То же, бордюрного и бортового камня 150×300	м	6,72
То же, тротуаров из щебня толщиной 120 мм и асфальтобетонного покрытия	м²	5,36

Таблица 95

Сечение	Стоимость прокладки 1 км кабеля напряжением 35 кВ в траншее, тыс. руб., марки	
	АОСБ	ААГ, ААШп, ААШв, ААШпс
3×120	27,6/52,5	22,7/42,8
3 (1×120)		
3×150	28,2/53,8	24,2/45,8
3 (1×150)		
3 (1×185)	—	25,7/48,8
3 (1×240)	—	27,3/52
3 (1×300)	—	30,7/58,7
3 (1×400)	—	34,1/65,5

Примечания: 1. До черты — стоимость 1 кабеля в одной траншее, после черты — стоимость 2 кабелей в одной траншее.

2. Укрупненные стоимостные показатели учитывают условия прокладки кабелей в городах, в том числе затраты на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия.

Таблица 96

Напряжение, кВ	Марка кабеля, сечение, мм²	Стоимость прокладки 1 км кабеля в траншее, тыс. руб/км	
		одна линия	две линии
110	МВДТ-550	440	660
110	МНСК-626	290	420
110	МНСК-270	260	380
110	МНАгШву-625	250	370
110	МНАгШву-300	240	350
110	АПвП-625	190*	280*
110	АПвП-350	170*	250*
220	МВДТ-550	640	930
220	МНСК-550	360	530

* Данные предварительные.

Примечание. Укрупненные стоимостные показатели приняты на основании Прейскуранта и смет по конкретным объектам Энергосетьпроекта.

Показатели учитывают условия прокладки в траншее по территории крупнейших городов с высокой насыщенностью подземными коммуникациями и стоимость кабеля и оборудования, строительные и монтажные работы, специальные переходы, а также разборку и восстановление асфальтобетонных покрытий.

Таблица 97

Объект	Составляющие затрат на линии электропередачи 35—300, кВ и подстанций 35—220 кВ, %				
	Напряжение, кВ	Строительные работы	Монтаж	Оборудование	Прочие затраты
Линии электропередачи воздушные на опорах:					
стальных	35	87	—	5	8

Продолжение табл. 97

Объект	Составляющие затрат на линии электропередачи 35—300 кВ и подстанций 35—220 кВ, %				
	Напряжение, кВ	Строительные работы	Монтаж	Оборудование	Прочие затраты
Линии электропередачи воздушные на опорах:					
стальных	110—150	88	—	5	7
	220	89	—	5	6
	330	84	—	10	6
железобетонных	35	86	—	5	9
	110—150	85	—	7	8
	220	87	—	7	6
	330	83	—	11	6
деревянных	35	84	—	8	8
	110—150	81	—	11	8
	220	82	—	11	7
То же, кабельные	35	6	76	15	3
	110—220	20	62	15	3
Подстанции открытого типа	35	30	11	54	5
	110—150	32	12	51	5
	220	29	12	35	4
Подстанции закрытого типа	110—220	35	7	53	6
КТПБ	35—220	14	7	73	6

Таблица 98

Реакторы токоограничивающие бетонные напряжением 6—10 кВ (комплект — три фазы)

одинарные				сдвоенные			
Тип	Номинальный ток, А	Стоимость, тыс. руб.		Тип	Номинальный ток, А	Стоимость, тыс. руб.	
		реактора	расчетная			реактора	расчетная
Наружная установка							
РБНГ	1000	5,4	10,8	РБСНГ	2×1000	10,2	15,2
	1600	5,7	11,1		2×1600	10	15
	2500	8,8	14,2		2×2500	11,8	16,6
Внутренняя установка							
РБ, РБГ, РБУ	1000	2,2	12,3	РБС, РБСГ, РБСД, РБСУ, РБСДУ	2×1000	3,2	15,5
	1600	3,5	13,6		2×1600	5,2	17,5
РБГ, РБД, РБДГ, РБДУ	2500	4,6	15,1	РБСДГ	2×2500	6,5	18
РБДГ	4000	8,8	19,3	—	—	—	—

Примечание. Внутренняя установка реактора учитывает стоимость здания.

Таблица 99

Тип заземляющего реактора	Номинальное напряжение, кВ	Мощность, кВ·А	Стоимость, тыс. руб.	
			реактора	расчетная*
РЗДСОМ	35	1240	3,8	7
		620	2,8	5,5
		310	2,1	4
	10	1520	3,9	7
		760	2,4	4,5
		380	1,7	3,2
		190	1,3	2,5
	6	920	2,4	4,5
		460	1,7	3,2
		230	1,3	2,5
		115	1	2

* Данные предварительные.

Таблица 100

Номинальное напряжение, кВ	Батареи с конденсаторами КС2-1, 05-60		Батареи с конденсаторами КСК2-1, 05-125	
	Установленная мощность, Мвар	Расчетная стоимость, тыс. руб.	Установленная мощность, Мвар	Расчетная стоимость, тыс. руб.
110	52	290	108	390
35	17,3	100	36	130
10	5	30	10,5	40
6	2,9	18	6	24

Таблица 101

Тип линейного и вольтодобавочного регулировочного трансформатора	Мощность, МВ·А	Стоимость, тыс. руб.	
		трансформатора	расчетная
ЛТМН-16000/10	16	26,5	44,6
ЛТДН-40000/10	40	33,8	59,5
ЛТЦН-40000/10	40	36,7	62,4

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

7.18. Приведенные в Пособии технико-экономические показатели могут использоваться для ориентировочной оценки стоимости сооружения сети и определения потребности в проводах, кабеле, трансформаторах и др.

7.19. В качестве экономических показателей рассматривались капитальные вложения и приведенные затраты на сеть.

7.20. При определении затрат на сооружение и реконструкцию сети стоимость оборудования, воздушных линий и кабелей принималась в нормах и ценах, вводимых с 1 января 1984 г. для I, III—VII и XII территориальных районов, приведенных в настоящем Пособии. Стоимость кабельных линий напряжением 10 и 0,4 кВ определялась для условий прокладки в земляных траншеях с учетом затрат на разборку и восстановление дорожного покрытия.

7.21. Удельные показатели отнесены к 1 кВт (1 МВт) расчетной нагрузки на шинах напряжением 0,4 кВ ТП и 1 м² (1000 м²) общей площади квартир.

В районах новой застройки

7.22. Технико-экономические показатели сетей напряжением 10 и 0,4 кВ определены для основных схем, выполненных в районах многоэтажной застройки. Характеристика застройки дана в табл. 102. Сеть проектировалась кабельной.

7.23. Показатели сети определены для двух уровней нагрузки, различающихся степенью электрификации быта:

I уровень — газовые плиты в жилых домах и электрические в общественных зданиях; II уровень — электрические плиты в жилых домах и общественных зданиях. Показатели сетей приведены в табл. 103—105.

Таблица 102

Наименование	Районы многоэтажной застройки (5 этажей и выше)	
	А	Б
Площадь застройки, га	757	248
Плотность застройки, м²*/га	до 6700	до 5200
Этажность застройки, % площади:		
5	2	65
9	48	35
12 и выше	50	—
Плотность нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП, МВт/км²:		
I уровень	8	7
II уровень	15	12

* м² общей площади.

Таблица 103

Характеристика варианта	Сеть	Экономические показатели сети напряжением 10 и 0,4 кВ в районах многоэтажной застройки (5 этажей и выше)				
		Плотность нагрузки				
		I уровень (8—7 МВт/км²)				
		Удельные затраты				Расход цветного металла, кг/кВт
		К		*З*		
		руб/кВт	руб/м²	руб/кВт·год	руб/м²·год	
I. Петлевая схема 10 кВ без РП						
Петлевая схема 0,4 кВ						
ТП 1×630 кВ·А загрузка трансформатора в нормальном режиме, н. р., до 100 % (полное резервирование трансформаторной мощности)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	7,2—10,2 28,2—35,5	0,15—0,12 0,35—0,44	2,3—3,1 9,7—11,1	0,05—0,04 0,12—0,14	1,5—2,2 3,9—6
	Всего:	35,4—45,7	0,5—0,56	12,0—14,2	0,17—0,18	5,4—8,2
Двухлучевая схема 0,4 кВ						
а) ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	7,2—10,2 29,4—35,5	0,15—0,12 0,35—0,44	2,3—3,1 9,1—11,1	0,05—0,04 0,11—0,14	1,5—2,2 5,0—6
	Всего:	36,6—45,7	0,5—0,56	11,4—14,2	0,16—0,18	6,5—8,2

Продолжение табл. 103

Характеристика варианта	Сеть	Экономические показатели сети напряжением 10 и 0,4 кВ в районах многоэтажной застройки (5 этажей и выше)				
		Плотность нагрузки				
		I уровень (8—7 МВт/км²)				
		Удельные затраты				Расход цветного металла, кг/кВт
		К		*З*		
		руб/кВт	руб/м²	руб/кВт·год	руб/м²·год	
б) ТП 1×630 кВ·А загрузка до 130 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	7,1—9,8 30—36,5	0,15—0,1 0,35—0,44	2,3—3,1 8,9—11,1	0,05—0,04 0,11—0,14	1,6—2,6 5,7—7,9
	Всего:	37,1—46,3	0,5—0,54	11,2—14,2	0,16—0,18	7,3—10,5
II. Петлевая схема 10 кВ с РП						
Петлевая схема 0,4 кВ						
ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	8,6—12,2 28,2—35,5	0,2—0,16 0,35—0,44	2,7—3,7 9,7—11,1	0,06—0,04 0,12—0,14	1,6—2,2 3,9—6
	Всего:	36,8—47,7	0,55—0,6	12,4—14,8	0,18—0,18	5,5—8,2
Двухлучевая схема 0,4 кВ						
ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	8,6—12,2 29,4—35,5	0,2—0,16 0,35—0,44	2,7—3,7 9,1—11,1	0,06—0,04 0,11—0,14	1,6—2,2 5,0—6
	Всего:	38,0—47,7	0,55—0,6	11,8—14,8	0,17—0,18	6,6—8,2
III. Многолучевая схема 10 кВ без РП						
Двухлучевая схема 0,4 кВ						
а) ТП 2×400 кВ·А загрузка до 90 %	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	8,7—10,5 34,1—38,4	0,18—0,14 0,43—0,52	2,6—3,5 11,0—12,1	0,05—0,04 0,14—0,16	1,8—2,2 2,9—4,2
	Всего:	42,8—48,9	0,61—0,66	13,6—15,6	0,19—0,2	4,7—6,4
в) ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % с АВР на стороне 10 кВ на выключателях нагрузки	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	7,1—9,5 29—36,6	0,16—0,11 0,4—0,47	2,7—3,8 10,0—11,4	0,06—0,05 0,12—0,14	1,5—2,5 3,8—6
	Всего:	36,1—46,1	0,56—0,58	12,7—15,2	0,18—0,19	5,3—8,5
IV. Многолучевая схема 10 кВ с РП						
Двухлучевая схема 0,4 кВ						
ТП 2×630 кВ·А, загрузка до 90 %	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	8,4—10,8 32,6—35	0,18—0,2 0,38—0,43	2,5—3,1 10,5—11,5	0,07—0,09 0,12—0,14	1,8—2,1 3,6—4,2
	Всего:	41,0—45,8	0,56—0,63	13,0—14,6	0,19—0,23	5,4—6,3

Продолжение табл. 103

Характеристика варианта	Сеть	Экономические показатели сети напряжением 10 и 0,4 кВ в районах многоэтажной застройки (5 этажей и выше)				
		Плотность нагрузки				
		II уровень (15—12 МВт/км²)				
		Удельные затраты				Расход цветного металла, кг/кВт
		К		*З*		
		руб/кВт	руб/м²	руб/кВт·год	руб/м²·год	
I. Петлевая схема 10 кВ без РП						
Петлевая схема 0,4 кВ						
ТП 1×630 кВ·А загрузка трансформатора в нормальном режиме, н. р. до 100 % Полное резервирование трансформаторной мощности	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	7,1—9,6 24,2—28,6	0,2—0,21 0,5—0,6	2,0—3,1 8,4—9,6	0,06—0,05 0,17—0,23	1,7—2,3 2,4—4
	Всего:	31,3—38,2	0,7—0,81	10,4—12,7	0,23—0,28	4,1—6,3
Двухлучевая схема 0,4 кВ						
а) ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	7,1—9,6 27,0—28,6	0,2—0,21 0,6—0,6	2,0—3,1 8,5—9,6	0,06—0,05 0,18—0,23	1,7—2,3 3,4—4
	Всего:	34,1—38,2	0,8—0,81	10,5—12,7	0,24—0,28	5,1—6,3
б) ТП 1×630 кВ·А загрузка до 130 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	6,6—9,0 23,0—27,5	0,16—0,19 0,5—0,6	2,0—2,8 7,7—9,6	0,06—0,05 0,16—0,22	1,7—2,3 3,8—5,4
	Всего:	29,6—36,5	0,66—0,79	9,9—12,4	0,22—0,27	5,5—7,7
II. Петлевая схема 10 кВ с РП						
Петлевая схема 0,4 кВ						
ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	8,1—10,5 24,2—28,6	0,25—0,2 0,5—0,6	2,2—3,1 8,4—9,6	0,06—0,05 0,17—0,23	1,7—2,5 2,4—4
	Всего:	32,3—39,1	0,75—0,8	10,6—12,7	0,23—0,28	4,1—6,5
Двухлучевая схема 0,4 кВ						
ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	8,1—10,5 27,0—28,6	0,25—0,2 0,6—0,6	2,2—3,1 8,5—9,6	0,06—0,05 0,18—0,23	1,7—2,5 3,4—4
	Всего:	35,1—39,1	0,85—0,8	10,7—12,7	0,24—0,28	5,1—6,5
III. Многолучевая схема 10 кВ без РП						
Двухлучевая схема 0,4 кВ						
а) ТП 2×400 кВ·А загрузка до 90 %	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	7,2—9,6 30,0—30	0,2—0,2 0,6—0,7	2,3—3,1 9,5—10	0,07—0,07 0,19—0,23	1,5—2,1 2,4—2,6
	Всего:	37,2—39,6	0,8—0,9	11,8—13,1	0,26—0,3	3,9—4,7

Продолжение табл. 103

Характеристика варианта	Сеть	Экономические показатели сети напряжением 10 и 0,4 кВ в районах многоэтажной застройки (5 этажей и выше)				
		Плотность нагрузки				
		II уровень (15—12 МВт/км²)				
		Удельные затраты				Расход цветного металла, кг/кВт
		К		*З*		
		руб/кВт	руб/м²	руб/кВт·год	руб/м²·год	
в) ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % с АВР на стороне 10 кВ на выключателях нагрузки	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	7—9,3 24,6—29,7	0,2—0,2 0,52—0,64	2,3—3,7 8,5—9,7	0,07—0,06 0,17—0,23	1,4—2,3 2,4—4
	Всего:	31,6—39	0,72—0,84	10,8—13,4	0,24—0,29	3,8—6,3
IV. Многолучевая схема 10 кВ с РП						
Двухлучевая схема 0,4 кВ						
ТП 2×630 кВ·А, загрузка до 90 %	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	7,8—9,3 24,6—25,2	0,24—0,28 0,52—0,6	2,3—2,8 8,7—9,3	0,06—0,08 0,19—0,23	1,7—2,4 2,7—2,6
	Всего:	32,4—34,5	0,76—0,88	11,0—12,1	0,25—0,31	4,4—5

Таблица 104

Характеристика варианта	Сеть	Технические показатели сети напряжением 10 и 0,4 кВ в районах многоэтажной застройки (5 этажей и выше)					
		Плотность нагрузки					
		I уровень (8—7 МВт/км²)					
		Удельная длина кабеля распределительной сети 10 и 0,4 кВ			Количество ТП		
		м/м²	м/кВт	км/ТП	шт/1000 м²	шт/МВт	шт/1 км сети 0,4 кВ
I. Петлевая схема 10 кВ без РП							
Петлевая схема 0,4 кВ							
ТП 1×630 кВ·А загрузка трансформатора в н. р. до 100 % (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,03—0,02 0,03—0,06	1,4—1,5 2,5—5	0,7—0,8 1,3—3	— 0,02—0,03	— 1,8—1,7	— 0,7—0,4
Двухлучевая схема 0,4 кВ							
а) ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,03—0,02 0,04—0,06	1,4—1,5 3,1—5	0,7—0,8 1,9—4,4	— 0,02—0,03	— 1,7—1,8	— 0,5—0,3

Продолжение табл. 104

Характеристика варианта	Сеть	Технические показатели сети напряжением 10 и 0,4 кВ в районах многоэтажной застройки (5 этажей и выше)					
		Плотность нагрузки					
		I уровень (8—7 МВт/км²)					
		Удельная длина кабеля распределительной сети 10 и 0,4 кВ			Количество ТП		
		м/м²	м/кВт	км/ТП	шт./1000 м²	шт./МВт	шт./1 км сети 0,4 кВ
б) ТП 1×630 кВ·А загрузка до 130 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,02 0,04—0,06	1—1,5 3,3—5	0,6—1 2,3—7	— 0,02	— 1,4—1,5	— 0,4—0,3
II. Петлевая схема 10 кВ с РП							
Петлевая схема 0,4 кВ							
ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,02—0,01 0,03—0,06	0,7—1,2 2,5—5	0,4—0,6 1,3—3	— 0,02—0,03	— 1,8—1,7	— 0,7—0,4
Двухлучевая схема 0,4 кВ							
ТП 1×630 кВ·А — загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,02—0,1 0,04—0,06	0,7—1,2 3,1—5	0,4—0,6 1,9—4,4	— 0,02—0,03	— 1,7—1,8	— 0,5—0,3
III. Многолучевая схема 10 кВ без РП							
Двухлучевая схема 0,4 кВ							
а) ТП 2×400 кВ·А — загрузка до 90 %	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,03 0,03—0,06	1,5—2,3 2,7—4,6	0,9—1,5 1,7—3,3	— 0,02	— 1,6—1,5	— 0,6—0,4
б) ТП 2×630 кВ·А — загрузка до 90 %	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,03 0,04—0,06	1,1—1,8 3,6—4,8	0,8—1,6 3,4—4,7	— 0,01	— 1	— 0,3—0,2
в) ТП 1×630 кВ·А — загрузка до 100 % с АВР на стороне 10 кВ	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,03 0,04—0,07	1,2 3,1—5,5	0,07 1,9—3,8	— 0,02—0,03	— 1,7—1,8	— 0,5—0,3
IV. Многолучевая схема 10 кВ с РП							
Двухлучевая схема 0,4 кВ							
ТП 2×630 кВ·А — загрузка до 90 %	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,02—0,03 0,04—0,06	1,0—1,8 3,6—4,8	0,7—1,2 3,4—4,7	— 0,01	— 1	— 0,3—0,2

Продолжение табл. 104

Характеристика варианта	Сеть	Технические показатели сети напряжением 10 и 0,4 кВ в районах многоэтажной застройки (5 этажей и выше)					
		Плотность нагрузки					
		II уровень (15—12 МВт/км²)					
		Удельная длина кабеля распределительной сети 10 и 0,4 кВ			Количество ТП		
		м/м²	м/кВт	км/ТП	шт./1000 м²	шт./МВт	шт./1 км сети 0,4 кВ
I. Петлевая схема 10 кВ без РП							
Петлевая схема 0,4 кВ							
ТП 1×630 кВ·А загрузка трансформатора в н. р. до 100 % (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,04—0,03 0,03—0,06	1,3—1,5 1,6—2,9	0,7—0,8 0,9—1,7	— 0,03—0,04	— 1,8—1,7	— 1,1—0,7
Двухлучевая схема 0,4 кВ							
а) ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,04—0,03 0,04—0,07	1,3—1,5 2,2—4,6	0,7—0,8 1,2—2,3	— 0,04—0,06	— 1,8—1,7	— 0,8—0,7
б) ТП 1×630 кВ·А загрузка до 130 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	— 0,04—0,07	— 2,1—3,2	— 1,5—2,9	— 0,03	— 1,4	— 0,7—0,4
II. Петлевая схема 10 кВ с РП							
Петлевая схема 0,4 кВ							
ТП 1×630 кВ·А загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,03—0,02 0,03—0,06	0,6—1 1,6—2,9	0,3—0,5 0,9—1,7	— 0,03—0,04	— 1,8—1,7	— 1,1—0,7
Двухлучевая схема 0,4 кВ							
ТП 1×630 кВ·А — загрузка до 100 % в н. р. (полное резервирование)	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,03—0,02 0,04—0,07	0,6—1 2,2—4,6	0,3—0,5 1,2—2,3	— 0,04—0,06	— 1,8—1,7	— 0,8—0,7
III. Многолучевая схема 10 кВ без РП							
Двухлучевая схема 0,4 кВ							
а) ТП 2×400 кВ·А — загрузка до 90 %	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,03—0,04 0,04—0,05	1,2—1,8 1,9—2,4	0,8—1,0 1,2—1,8	— 0,03	— 1,5	— 0,8—0,7
б) ТП 2×630 кВ·А — загрузка до 90 %	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,03 0,04—0,07	1—1,5 1,9—3	0,8—1,4 2,1—3,2	— 0,02—0,03	— 1,0—0,9	— 0,5—0,3
в) ТП 1×630 кВ·А — загрузка до 100 % с АВР на стороне 10 кВ	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,03 0,04—0,07	1,1 2,2—4	0,06 1,2—2,2	— 0,04—0,06	— 1,8—1,7	— 0,8—0,5
IV. Многолучевая схема 10 кВ с РП							
Двухлучевая схема 0,4 кВ							
ТП 2×630 кВ·А, загрузка до 90 %	10 кВ ТП и сеть 0,4 кВ	0,02—0,03 0,04—0,07	0,7—1,7 1,9—3	0,5—1,1 2,1—3,2	— 0,02—0,03	— 1,0—0,9	— 0,5—0,3

Таблица 105

Характеристика варианта	Сеть напряжением, кВ	Показатели расхода кабеля на сеть напряжением 10 и 0,4 кВ в районах многоэтажной застройки (5 этажей и выше)							
		Плотность нагрузки							
		I уровень (8—7 МВт/км²)							
		Сечение жил, мм²							
		240	185	150	120	95	70	50	Всего
I. Петлевая схема 10 кВ без РП									
Петлевая схема 0,4 кВ									
ТП 1×630 кВ·А. Загрузка трансформатора в нормальном режиме до 100 % (полное резервирование)	10	—	—	0,05—0,2	0,6—0,8	0,2	0,1—0,2	0,15—0,1	1,1—1,5
	0,4	—	0,5—1,5	0,6—0,2	0,4—1,4	0,2—1,4	0,5—0,2	0,3—0,1	2,5—4,8
Двухлучевая схема 0,4 кВ									
а) ТП 1×630 кВ·А. Загрузка до 100 % в нормальном режиме (полное резервирование)	10	—	—	0,05—0,2	0,6—0,8	0,2	0,1—0,2	0,15—0,1	1,1—1,5
	0,4	—	0,7—1	0,3—0,8	0,8—1	1—2	0,2—0,1	0,2—0,1	3,2—5
б) ТП 1×630 кВ·А. Загрузка до 130 % в нормальном режиме (полное резервирование)	10	—	—	0,05—0,2	0,6—0,8	0,1—0,2	0,05—0,1	0,2—0,1	1,0—1,4
	0,4	—	1—1,5	0,7—1	0,7—1,2	0,4—0,6	0,4—0,6	0,2—0,3	3,4—5,2
II. Петлевая схема 10 кВ с РП									
Петлевая схема 0,4 кВ									
ТП 1×630 кВ·А. Загрузка до 100 % в нормальном режиме (полное резервирование)	10	0,2—0,3	—	0,1—0,2	0,2—0,3	0,2—0,3	0,2	0,2	1,1—1,5
	0,4	—	0,5—1,5	0,6—0,2	0,4—1,4	0,2—1,4	0,5—0,2	0,3—0,1	2,5—4,8
Двухлучевая схема 0,4 кВ									
ТП 1×630 кВ·А. Загрузка до 100 % в нормальном режиме (полное резервирование)	10	0,2—0,3	—	0,1—0,2	0,2—0,3	0,2	0,2	0,2	1,1—1,5
	0,4	—	0,7—1	0,3—0,8	0,8—1	1—2	0,2—0,1	0,2—0,1	3,2—4,8
III. Многолучевая схема 10 кВ без РП									
Двухлучевая схема 0,4 кВ									
а) ТП 2×400 кВ·А. Загрузка до 90 %	10	—	—	0,1—0,2	0,5—1	0,1—0,2	0,1—0,2	0,7	1,5—2,3
	0,4	—	0,1	0,2	0,1—1	0,7—1	0,5—1	1,1—1,4	2,7—4,6

Продолжение табл. 105

Характеристика варианта	Сеть напряжением, кВ	Показатели расхода кабеля на сеть напряжением 10 и 0,4 кВ в районах многоэтажной застройки (5 этажей и выше), км/МВт							
		Плотность нагрузки							
		I уровень (8—7 МВт/км²)							
		Сечение жил, мм²							
		240	185	150	120	95	70	50	Всего
б) ТП 2×630 кВ·А. Загрузка до 90 %	10	—	0,05	0,4—0,6	0,1—0,5	0,1—0,2	0,05—1	0,4—0,45	1,1—1,9
	0,4	—	0,6—0,2	0,6—0,3	0,4—1,5	0,5—0,9	0,5—0,7	1—1,2	3,6—4,8
в) ТП 1×630 кВ·А. Загрузка до 100 % с АВР на стороне 10 кВ	10	—	—	0,1—0,5	0,6—0,8	0,2—0,3	0,1	0,2—0,3	1,2—2
	0,4	—	0,7—1	0,3—0,5	0,8—1,5	1	0,2—0,3	0,2—0,5	3,2—4,8
IV. Многолучевая схема 10 кВ с РП									
Двухлучевая схема 0,4 кВ									
ТП 2×630 кВ·А. Загрузка до 90 %	10	0,2—0,3	0,05—0,1	0,2	0,3—0,6	0,1—0,3	0,1	0,45—0,5	1,2—2,1
	0,4	—	0,6—0,2	0,6—0,3	0,4—1,5	0,5—0,9	0,5—0,7	1—1,2	3,6—4,8

Продолжение табл. 105

Характеристика варианта	Сеть напряжением, кВ	Показатели расхода кабеля на сеть напряжением 10 и 0,4 кВ в районах многоэтажной застройки (5 этажей и выше), км/МВт							
		Плотность нагрузки							
		II уровень (15—12 МВт/км²)							
		Сечение жил, мм²							
		240	185	150	120	95	70	50	Всего
I. Петлевая схема 10 кВ без РП									
Петлевая схема 0,4 кВ									
ТП 1×630 кВ·А. Загрузка трансформатора в нормальном режиме, до 100 % (полное резервирование)	10	—	0,05—0,1	0,05 0,2	0,5—0,7	0,2	0,1—0,2	0,1	1—1,5
	0,4	—	0,2—0,8	0,2	0,4—0,8	0,2—0,8	0,4—0,1	0,2—0,1	1,6—2,8
Двухлучевая схема 0,4 кВ									
а) ТП 1×630 кВ·А. Загрузка до 100 % в нормальном режиме (полное резервирование)	10	—	0,05—0,1	0,05—0,2	0,5—0,7	0,2	0,1—0,2	0,1	1—1,5
	0,4	—	0,3—0,4	0,2—0,8	0,8	0,5—0,6	0,2—0,1	0,2—0,1	2,2—2,8
б) ТП 1×630 кВ·А. Загрузка до 130 % в нормальном режиме (полное резервирование)	10	—	0,1	0,2—0,3	0,3—0,6	0,15—0,1	0,05—0,1	0,1	0,9—1,3
	0,4	—	0,7—1	0,5—0,8	0,5—1	0,2—0,5	0,1	0,1	2,1—3,5

Продолжение табл. 105

Характеристика варианта	Сеть напряжением, кВ	Показатели расхода кабеля на сеть напряжением 10 и 0,4 кВ в районах многоэтажной застройки (5 этажей выше), км/МВт							
		Плотность нагрузки							
		II уровень (15—12 МВт/км²)							
		Сечение жил, мм²							
		240	185	150	120	95	70	50	Всего
II. Петлевая схема 10 кВ с РП									
Петлевая схема 0,4 кВ									
ТП 1×630 кВ·А. Загрузка до 100 % в нормальном режиме (полное резервирование)	10	0,2—0,3	—	0,25—0,4	0,15—0,2	0,15—0,2	0,1—0,2	0,15—0,2	1—1,5
	0,4	—	0,2—0,8	0,2	0,5—0,8	0,4—0,8	0,1	0,2—0,1	1,6—2,8
Двухлучевая схема 0,4 кВ									
ТП 1×630 кВ·А. Загрузка до 100 % в нормальном режиме (полное резервирование)	10	0,2—0,3	—	0,25—0,3	0,15—0,3	0,15—0,2	0,1—0,2	0,15—0,2	1—1,5
	0,4	—	0,3—0,4	0,2—0,8	0,8	0,5	0,3—0,2	0,1	2,2—2,8
III. Многолучевая схема 10 кВ без РП									
Двухлучевая схема 0,4 кВ									
а) ТП 2×400 кВ·А. Загрузка до 90 %	10	—	0,05—0,1	0,1—0,2	0,35—0,5	0,15—0,2	0,1	0,45—0,6	1,2—1,8
	0,4	—	0,2	0,15—0,2	0,15—0,3	0,7—0,9	0,1—0,2	0,6—0,8	1,9—2,6
б) ТП 2×630 кВ·А. Загрузка до 90 %	10	0,3	0,18—0,2	0,05—0,4	0,04—0,5	0,08—0,2	0,07—0,1	0,28—0,3	1—1,7
	0,4	—	0,12—0,1	0,28—0,3	0,6—1	0,5—0,8	0,2—0,3	0,2—0,4	1,9—2,9
в) ТП 1×630 кВ·А. Загрузка до 100 % с АВР на стороне 10 кВ	10	—	0,1	0,2—0,4	0,45—0,75	0,18	0,07	0,1—0,3	1,1—1,8
	0,4	—	0,3—0,2	0,2—0,3	0,8—1,3	0,5—0,6	0,3—0,4	0,1	2,2—2,9
IV. Мнолучевая схема 10 кВ с РП									
Двухлучевая схема 0,4 кВ									
ТП 2×630 кВ·А. Загрузка до 90 %	10	0,2	0,05	0,2	0,2—0,8	0,1—0,15	0,1	0,25—0,4	1,1—1,9
	0,4	—	0,12—0,1	0,28—0,3	0,6—1	0,5—0,8	0,2—0,3	0,2—0,4	1,9—2,9

Примечания: 1. В сети напряжением 0,4 кВ приняты четырехжильные кабели.

2. В табл. 103, 104, 105 первые цифры расчетных показателей относятся к большей плотности нагрузки (застройка 9 этажей и выше); вторые цифры — к меньшей плотности нагрузки (застройка 5—9 этажей).

В районах существующей застройки

7.24. Технико-экономические показатели сетей напряжением 10(6) кВ в районах существующей застройки определяются в каждом конкретном случае на основе принятых проектных решений.

7.25. Для ориентировочной оценки затрат на расширение и реконструкцию сетей напряжением 0,4 кВ, которые, как правило, в проектах (схемах) не рассматриваются, приведены укрупненные показатели стоимости и состав работ, полученные на основе анализа и обработки данных ряда конкретных проектов, выполненных Гипрокоммунэнерго.

7.26. Укрупненные удельные показатели стоимости расширения и реконструкции распределительных сетей напряжением 0,4 кВ в рублях на кВт суммарной расчетной нагрузки городских электрических сетей на шинах ТП (без нагрузки новых районов) составляют для городов с населением:

до 50 тыс.	человек	15—12 руб/кВт
50—100	»	11—9 »
100—250	»	8—6 »
250—500	»	до 5 »

7.27. Примерный состав работ по реконструкции и расширению существующих городских распределительных сетей напряжением 0,4 кВ в городах различных категорий при затратах 10 тыс. руб. дан в табл. 106.

Таблица 106

Наименование работ	Единица измерения	Показатели объема работ для города с населением	
		св. 100 тыс. чел.	до 100 тыс. чел.
Монтаж 4-жильной кабельной линии напряжением до 1 кВ марки ААШв (ААШпс) сечением			
3×95+1×35	км	0,2	—
3×70+1×25	»	0,2	0,1
3×50+1×25	»	0,2	0,1

Продолжение табл. 106

Наименование работ	Единица измерения	Показатели объема работ для города с населением	
		св. 100 тыс. чел.	до 100 тыс. чел.
Монтаж новых четырехпроводных воздушных линий на деревянных опорах с железобетонными приставками с проводами:			
3А70+А35	км	0,3	0,4
3А50+А25	»	0,5	0,6
3А35+А16	»	0,3	0,4
3А25+А16	»	0,2	0,2
4А16	»	0,2	0,2
Монтаж однопроводных линий по существующим опорам проводом			
А-70	»	0,7	1
А-50	»	0,7	1
А-35	»	0,4	0,5
А-25	»	0,3	0,3
А-16	»	0,2	0,2
Устройство вводов проводом 2×16			
длиной до 25 м с подставной опорой	шт.	20	20
длиной до 15 м без подставной опоры	»	80	80

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРЕВОДА СЕТЕЙ 6 кВ НА НАПРЯЖЕНИЕ 10 кВ

7.28. Для ориентировочной оценки эффективности перевода существующих сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ рекомендуется пользоваться показателями, полученными из проектной практики.

По данным Гипрокоммунэнерго потери мощности в питающих и распределительных сетях в процентах от величины совмещенного максимума нагрузок городских электрических сетей на шинах ЦП составляют:

от 2,8 до 4,8 % при напряжении 6 кВ;
» 1,6 » 2,6 » » 10 »

соответственно экономия потерь при переводе сетей с 6 на 10 кВ: от 1,2 до 2,2 %.

Экономия приведенных затрат на компенсацию потерь электроэнергии на 1 кВт совмещенного максимума нагрузок на шинах ЦП для времени наибольших потерь 2500 ч составляет для:

ОЭС Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Урала, Северного Кавказа, Закавказья . . .	0,75—1,35 руб/кВт·год
ОЭС Северного Казахстана и Средней Азии . .	0,6—1,1 »
ОЭС Сибири	0,5—0,9 »
ОЭС Дальнего Востока	1,0—1,9 »

Диапазон приведенных показателей дан в зависимости от удаленности ЦП от рассматриваемого района, среднего сечения и нагрузки кабелей распределительной сети напряжением 6 кВ.

Показатели соответствуют условию увеличения нагрузки на расчетный срок проекта в 1,5—2 раза по сравнению с существующим (ежегодный прирост 5 % и более).

7.29. Ориентировочные значения удельных капитальных затрат на замену и реконструкцию трансформаторов в ТП при переводе сети с 6 на 10 кВ в руб/кВ·А установленной мощности приведены в табл. 107.

Таблица 107

Наименование работ	Удельные капитальные затраты, руб/кВ·А, при насыщении трансформаторами мощностью 400—630 кВ·А от общей установленной мощности, %		
	до 20	20—50	50—80
Замена трансформаторов при наличии в сети необходимого количества трансформаторов 10/0,4 кВ	0,7	0,6	0,5
Переключение обмоток трансформаторов 6/0,4 кВ с треугольника на звезду для использования их в сети напряжением 10 кВ	1,3	1,2	1
Перемотка высоковольтных обмоток трансформаторов 6 кВ на напряжение 10 кВ	3,7	3	2,5
Приобретение и установка в ТП новых трансформаторов 10/0,4 кВ	5,3	4,7	4,2

Примечание. Возвратные суммы от реализации существующих трансформаторов 6/0,4 кВ рекомендуется принимать от 20 до 70 % стоимости нового трансформатора в зависимости от степени износа существующих.

Пример. Определить эффективность перевода сети 6 кВ на напряжение 10 кВ района города в европейской части страны при наличии напряжения 10 кВ на ЦП.

Исходные данные

Нагрузка района на шинах ЦП на расчетный срок — 18 МВт.

Среднее сечение кабелей распределительной сети 70—95 мм^2.

Средняя загрузка в нормальном режиме на расчетный срок 50—60 %, ЦП расположен от центра района на расстоянии 2 км. Суммарная установленная мощность существующих трансформаторов 6/0,4 кВ — 10 МВ·А.

На трансформаторы 400—630 кВ·А приходится 50 % установленной мощности, на трансформаторы 100—250 кВ·А —50 %.

Износ существующих трансформаторов —70 %.

В сети отсутствуют трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ.

Расчет 1. Экономия затрат на компенсацию потерь электроэнергии по данным п. 7.28 составит:

$$\Delta З = 1{,}05 \cdot 18\,000 = 18\,900 \text{ руб/год.}$$

2. Стоимость замены трансформаторов в ТП по данным табл. 107 составит:

$$K_З = 4{,}7 \cdot 10\,000 = 47\,000 \text{ руб.}$$

3. Реализация трансформаторов 6/0,4 кВ.

$$K_р = 4{,}7 \cdot 10\,000 \cdot 0{,}3 = 14\,100 \text{ руб.}$$

4. Суммарные годовые отчисления от капитальных вложений на замену трансформаторов в ТП

$$З_{тп} = 0{,}224\ (47000 - 14100) = 7400 \text{ руб/год.}$$

5. Годовой экономический эффект от перевода сети на повышенное напряжение

$$Э = 18\,900 - 7400 = 11500 \text{ руб/год.}$$

ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ ПО УСЛОВИЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Для электроустановок до 1000 В с глухозаземленной нейтралью требование п. 1.7.79. ПУЭ с необходимой кратности тока однофазного КЗ по отношению к ближайшему защитному аппарату можно представить формулой:

$$I_{\text{о.кз}}/I_{\text{за}} \geqslant 3, \qquad (1)$$

где $I_{\text{о.кз}}$ — ток однофазного КЗ в конце защищаемой линии, А;
$I_{\text{за}}$ — номинальный ток плавкой вставки предохранителя линии, отходящей от щита низшего напряжения ТП, А.

Ток однофазного КЗ для четырехпроводной сети 380/220 В с достаточной для практических расчетов точностью можно определить по формуле

$$I_{\text{о.кз}} = 230 \cdot 10^3/Z_{\text{т}}/3 + Z_{\text{с}}, \qquad (2)$$

где $Z_{\text{т}}/3$ — сопротивление трансформатора при однофазном КЗ, мОм;
$Z_{\text{с}}$ — сопротивление сети при однофазном КЗ с учетом коммутационных и защитных аппаратов, сопротивления дуги в месте КЗ и др., мОм.

Заменив в (2) $I_{\text{о.кз}}$ через его минимальное значение из (1) и сделав соответствующие преобразования, получим:

$$Z_{\text{с}} = 230 \cdot 10^3/3I_{\text{за}} - Z_{\text{т}}/3. \qquad (3)$$

На основании формулы (3) составлены табл. 108 и 109, в которых приведена предельная длина линии 380/220 В, отходящей от ТП, в зависимости от ее исполнения (кабельная или воздушная), марки и сечения, а также мощности и схемы соединений трансформатора.

Проверка производится при отсутствии в нулевом проводе специального устройства защиты, действующего на отключение трехфазной линии при однофазных коротких замыканиях в сети до 1000 В.

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Сечение кабеля, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
А. 4-жильные кабели без алюминиевой оболочки											
63	3×16+1×10	165	184	175	187	182	189	185	190	188	190
63	3×16+1×16	221	246	234	250	243	253	247	254	251	254
80	3×16+1×10	124	143	134	146	140	148	144	149	146	149
80	3×16+1×16	165	191	179	195	187	198	192	198	196	200
100	3×16+1×10	93	112	103	115	110	117	113	118	116	119
100	3×16+1×16	125	150	138	154	147	157	151	158	155	159
125*	3×16+1×10	69	88	79	91	85	93	89	94	92	94
125*	3×16+1×16	92	117	105	121	114	124	119	125	122	126
160*	3×16+1×10	48	66	57	70	64	71	68	72	70	73
160	3×16+1×16	64	89	77	93	86	96	90	97	94	97
80	3×25+1×10	141	163	153	166	160	169	164	170	167	170
80	3×25+1×16	198	229	214	234	225	236	230	238	235	239
80	3×25+1×25	248	285	268	292	280	296	288	297	293	299
100	3×25+1×10	106	128	118	132	125	134	129	135	132	136
100	3×25+1×16	149	180	165	185	176	188	182	189	186	190
100	3×25+1×25	187	224	206	231	219	235	227	234	232	238
125	3×25+1×10	79	100	90	104	97	106	101	107	104	108
125	3×25+1×16	110	140	126	146	137	149	142	150	147	151
125	3×25+1×25	138	175	158	182	171	186	178	187	183	189
160*	3×25+1×10	54	76	66	79	73	82	77	82	80	83
160*	3×25+1×16	76	106	92	111	103	114	108	116	112	117
160*	3×25+1×25	95	133	115	139	128	143	135	145	140	146
200*	3×25+1×10	37	58	48	62	56	64	60	65	63	66
200*	3×25+1×16	52	82	68	87	78	90	84	91	88	93
200*	3×25+1×25	65	102	84	108	97	113	104	114	110	116
100	3×35+1×10	116	139	128	143	136	146	141	146	144	147
100	3×35+1×16	165	199	193	204	166	208	201	209	205	210
100	3×35+1×35	260	313	288	322	306	328	316	329	324	332
125	3×35+1×10	86	109	98	113	106	115	110	116	114	117
125	3×35+1×16	122	155	139	161	151	164	157	166	162	167
125	3×35+1×35	192	245	220	254	238	260	248	261	256	264
160	3×35+1×10	59	82	71	86	79	89	84	90	87	91
160	3×35+1×16	84	117	102	123	113	126	119	128	124	129
160	3×35+1×35	133	185	160	194	179	200	188	202	196	204
200*	3×35+1×10	40	63	52	67	60	70	65	71	68	72
200*	3×35+1×16	57	90	75	96	86	100	92	101	97	102
200*	3×35+1×35	90	143	118	152	136	157	146	159	153	161
250*	3×35+1×10	25	48	37	52	45	55	50	56	53	56
250*	3×35+1×16	35	69	53	75	65	78	71	79	75	81
250*	3×35+1×35	56	109	84	118	102	123	112	125	119	127

Продолжение табл. 107

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Сечение кабеля, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
125	3×50+1×16	134	170	153	176	165	180	172	181	177	183
125	3×50+1×25	184	234	211	243	228	248	237	250	245	252
125	3×50+1×50	276	351	315	364	341	372	355	374	366	378
160	3×50+1×16	92	129	111	135	124	139	131	140	136	141
160	3×50+1×25	127	177	154	186	171	191	180	193	188	195
160	3×50+1×50	190	266	230	278	256	286	270	289	281	292
200	3×50+1×16	63	99	82	105	94	109	101	110	106	112
200	3×50+1×25	86	136	113	145	130	151	140	152	147	154
200	3×50+1×50	129	204	169	217	195	225	209	228	220	231
250*	3×50+1×16	39	76	58	82	71	85	78	87	83	88
250*	3×50+1×25	54	104	80	113	97	118	107	120	114	122
250*	3×50+1×50	80	156	120	169	146	176	160	179	171	182
160	3×70+1×25	140	196	169	205	189	211	199	213	207	215
160	3×70+1×35	177	247	214	259	238	266	251	269	261	271
160	3×70+1×70	267	372	322	390	359	401	379	405	394	409
200	3×70+1×25	95	151	124	160	144	166	154	168	162	170
200	3×70+1×35	120	190	157	202	181	209	194	212	204	215
200	3×70+1×70	181	287	237	304	273	316	293	320	308	324
250	3×70+1×25	59	115	88	124	108	130	118	132	126	134
250	3×70+1×35	74	145	111	157	136	164	149	166	159	169
250	3×70+1×70	112	219	168	241	204	247	225	251	239	255
300*	3×70+1×25	—	—	57	93	76	99	87	100	94	103
300*	3×70+1×35	—	—	74	117	96	124	109	127	119	130
300*	3×70+1×70	—	—	108	177	145	188	165	191	179	196
400	3×70+1×25	—	—	34	70	54	76	64	78	72	80
400	3×70+1×35	—	—	43	89	67	96	81	98	91	101
400	3×70+1×70	—	—	65	134	102	145	122	148	137	153
200	3×95+1×35	132	208	172	221	199	230	213	232	224	236
200	3×95+1×50	169	268	221	284	255	295	273	298	288	302
200	3×95+1×95	245	387	319	411	369	426	395	431	416	437
250	3×95+1×35	82	159	122	172	149	180	164	182	174	186
250	3×95+1×50	105	204	157	220	191	231	210	234	223	238
250	3×95+1×95	152	295	226	319	276	334	304	339	323	345
320*	3×95+1×35	—	—	79	129	105	136	120	139	131	142
320*	3×95+1×50	—	—	101	165	135	175	154	178	168	182
320*	3×95+1×95	—	—	146	239	195	253	223	258	242	264

Продолжение табл. 108

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Сечение кабеля, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
400*	3×95+1×35	—	—	47	97	74	105	89	108	99	111
400*	3×95+1×50	—	—	61	125	95	135	114	138	128	142
400*	3×95+1×95	—	—	88	181	137	195	165	200	184	206
250	3×120+1×35	87	169	130	183	158	191	174	194	185	197
250	3×120+1×70	142	275	211	298	257	311	283	316	301	321
250	3×120+1×120	191	371	285	401	347	420	382	426	406	433
320	3×120+1×35	—	—	83	136	112	145	128	148	139	151
320	3×120+1×70	—	—	136	222	182	236	208	240	226	246
320	3×120+1×120	—	—	183	300	245	318	280	324	304	332
400*	3×120+1×35	—	—	50	103	79	112	94	114	106	118
400*	3×120+1×70	—	—	82	168	128	182	154	186	172	192
400*	3×120+1×120	—	—	111	227	173	245	208	252	232	259
500*	3×120+1×35	—	—	—	—	52	86	68	88	79	92
500*	3×120+1×70	—	—	—	—	85	139	110	144	129	149
500*	3×120+1×120	—	—	—	—	115	188	148	194	174	202
250	3×150+1×50	121	236	181	255	220	266	242	270	258	275
250	3×150+1×70	154	299	229	323	279	338	307	343	327	349
250	3×150+1×150	229	445	342	482	416	504	458	511	487	520
320	3×150+1×50	—	—	116	190	156	202	178	206	193	211
320	3×150+1×70	—	—	148	241	198	256	226	261	245	267
320	3×150+1×150	—	—	220	360	295	382	336	389	365	398
400	3×150+1×50	—	—	70	144	110	156	132	160	147	164
400	3×150+1×70	—	—	89	183	139	198	167	202	186	208
400	3×150+1×150	—	—	133	273	207	295	249	302	278	311
500*	3×150+1×50	—	—	—	—	73	119	94	123	111	128
500*	3×150+1×70	—	—	—	—	93	151	120	156	140	162
500*	3×150+1×150	—	—	—	—	138	225	178	232	209	242
320	3×185+1×50	—	—	122	200	164	212	187	216	203	221
320	3×185+1×95	—	—	192	314	257	333	294	340	319	348
320	3×185+1×185	—	—	269	440	360	467	411	476	447	487
400	3×185+1×50	—	—	74	152	115	164	138	168	154	173
400	3×185+1×95	—	—	116	238	181	257	217	263	243	271
400	3×185+1×185	—	—	162	333	253	360	304	369	340	380
500*	3×185+1×50	—	—	—	—	77	125	99	129	116	134
500*	3×185+1×95	—	—	—	—	121	197	156	203	182	211
500*	3×185+1×185	—	—	—	—	169	276	218	284	256	296
600*	3×185+1×50	—	—	—	—	52	99	74	104	90	108
600*	3×185+1×95	—	—	—	—	81	156	116	163	141	170
600*	3×185+1×185	—	—	—	—	113	218	162	229	198	238
320	3×240+1×70	—	—	166	271	222	288	253	293	275	300
320	3×240+1×95	—	—	212	347	284	368	324	375	353	384
320	3×240+1×240	—	—	336	550	450	583	514	594	558	608

Продолжение табл. 108

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Сечение кабеля, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
400	3×240+1×70	—	—	100	205	156	222	188	227	210	234
400	3×240+1×95	—	—	128	263	200	284	240	291	268	300
400	3×240+1×240	—	—	203	417	317	450	380	461	425	475
500*	3×240+1×70	—	—	—	—	104	170	134	175	158	182
500*	3×240+1×95	—	—	—	—	133	218	172	224	202	233
500*	3×240+1×240	—	—	—	—	211	344	272	356	319	369
600*	3×240+1×70	—	—	—	—	70	134	100	141	122	146
600*	3×240+1×95	—	—	—	—	89	172	128	181	156	188
600*	3×240+1×240	—	—	—	—	142	272	203	286	247	297

* Для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией.

Б. Кабели с пропитанной бумажной изоляцией и алюминиевой оболочкой

63	3×16	309	344	327	350	339	353	346	355	351	356
80	3×16	232	267	250	273	262	276	269	278	274	279
100	3×16	174	210	193	216	205	219	212	220	217	222
125	3×16	129	164	147	170	159	174	166	175	171	176
160	3×16	89	124	107	130	120	134	126	135	131	136
80	3×25	316	364	341	372	358	378	367	379	374	381
100	3×25	238	286	263	295	280	300	289	301	296	303
125	3×25	176	224	201	232	218	237	227	239	234	241
160	3×25	122	170	147	178	163	182	172	185	179	186
200	3×25	82	130	108	139	124	144	133	145	140	74
100	3×35	317	381	350	392	372	398	385	400	394	403
125	3×35	234	298	267	309	290	316	302	318	311	320
160	3×35	162	225	195	236	218	243	229	245	238	248
200	3×35	110	174	143	184	165	191	177	194	186	196
250	3×35	68	132	102	143	124	150	136	152	145	155
125	3×50	305	388	348	402	377	411	393	414	405	418
160	3×50	211	294	254	308	283	316	298	320	311	322
200	3×50	143	226	187	240	215	249	231	252	243	256
250	3×50	89	173	132	187	161	195	177	198	189	201
320	3×50	—	—	85	139	114	148	130	151	142	154

Продолжение табл. 108

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Сечение кабеля, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
160	3×70	279	290	337	408	376	420	396	424	412	428
200	3×70	190	300	248	319	286	331	306	334	322	339
250	3×70	118	229	176	248	214	259	236	263	250	267
320	3×70	—	—	113	185	151	196	173	200	188	205
400	3×70	—	—	68	140	106	151	128	155	143	160
160	3×95	356	496	430	520	478	534	505	540	525	545
200	3×95	242	382	315	406	364	421	390	426	411	432
250	3×95	150	292	224	315	273	330	300	334	319	340
320	3×95	—	—	144	236	193	250	220	255	239	261
400	3×95	—	—	87	178	136	193	163	198	182	204
200	3×120	286	452	373	480	431	498	462	504	486	511
250	3×120	177	345	265	373	322	390	355	396	377	403
320	3×120	—	—	170	279	228	296	260	301	283	308
400	3×120	—	—	103	211	160	228	193	234	215	241
500	3×120	—	—	—	—	107	175	138	180	162	187
250	3×150	238	462	355	500	432	523	475	530	506	540
320	3×150	—	—	228	374	306	396	349	404	379	413
400	3×150	—	—	138	283	215	306	258	313	287	323
500	3×150	—	—	—	—	143	234	185	242	217	251
600	3×150	—	—	—	—	96	185	138	194	168	202
250	3×185	280	544	418	589	509	616	560	624	595	636
320	3×185	—	—	269	440	360	467	411	476	447	487
400	3×185	—	—	162	333	353	360	304	369	340	380
500	3×185	—	—	—	—	169	276	218	284	256	296
600	3×185	—	—	—	—	113	218	162	229	198	238
250	3×240	340	662	508	716	619	749	681	759	724	773
320	3×240	—	—	327	353	438	567	500	578	543	592
400	3×240	—	—	197	405	308	438	370	449	413	462
500	3×240	—	—	—	—	205	335	265	346	311	359
600	3×240	—	—	—	—	138	265	197	278	240	289

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Марка и сечение провода, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
Провода с алюминиевыми и сталеалюминиевыми жилами											
50	АС (3×10+1×10)	179	195	187	197	193	199	196	200	198	200
63	АС (3×10+1×10)	137	153	146	156	151	157	154	158	156	158
80	АС (3×10+1×10)	103	119	111	121	117	123	120	124	122	124
100	АС (3×10+1×10)	78	93	86	96	91	98	94	98	96	99
125	АС (3×10+1×10)	57	73	66	76	71	77	74	78	76	78
63	АС (3×16+1×10)	162	181	172	184	179	186	182	187	185	187
63	АС (3×16×1×16)	206	230	218	234	227	236	231	237	234	238
63	А (3×16+1×16)	213	237	226	241	234	244	239	245	242	246
80	АС (3×16+1×10)	122	140	132	144	138	146	141	146	144	147
80	АС (3×16+1×16)	155	178	167	162	175	185	179	185	183	186
80	А (3×16+1×16)	160	184	172	188	181	151	185	192	189	193
100	АС (3×16+1×10)	92	110	102	114	108	116	112	116	114	117
100	АС (3×16+1×16)	116	140	129	144	137	146	142	147	145	148
100	А (3×16+1×16)	120	145	133	149	141	151	146	152	149	153
125	АС (3×16+1×10)	68	86	77	89	84	91	87	92	90	93
125	АС (3×16+1×16)	86	100	98	114	106	116	111	117	114	118
125	А (3×16+1×16)	89	113	102	117	110	120	114	121	118	122

Продолжение табл. 109

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Марка и сечение провода, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
160	АС (3×16+1××10)	47	65	57	68	63	70	66	71	69	72
160	АС (3×16+1××16)	59	83	72	87	80	89	84	90	88	91
160	А (3×16+1××16)	61	86	74	90	83	92	87	93	91	94
80	А (3×25+1××16)	193	222	208	227	218	230	223	231	228	232
80	АС (3×25+1××16)	178	205	193	210	202	213	207	214	211	215
80	А (3×25+1××25)	242	279	262	285	274	289	281	291	287	292
80	АС (3×25+1××25)	227	261	245	267	257	271	263	272	268	273
100	А (3×25+1××16)	145	174	160	179	170	182	176	183	180	185
100	АС (3×25+1××16)	134	162	149	166	158	169	163	170	167	171
100	А (3×25+1××25)	182	220	202	226	215	230	222	231	227	232
100	АС (3×25+1××25)	171	206	189	211	201	215	208	216	212	217
125	А (3×25+1××16)	107	136	122	141	133	144	138	145	142	147
125	АС (3×25+1×)×16)	99	126	113	131	123	134	128	155	132	136
125	А (3×25+1××25)	135	172	154	178	167	182	174	183	179	185
125	АС (3×25+1××25)	126	161	144	166	156	170	163	171	168	173
160	А (3×25+1××16)	74	103	89	108	99	111	105	112	109	113
160	АС (3×25+1××16)	78	96	83	100	92	103	97	104	101	105
160	А (3×25+1××25)	93	130	112	136	125	140	132	141	137	143
160	АС (3×25+1××25)	87	122	105	127	117	131	124	132	129	133

Продолжение табл. 109

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Марка и сечение провода, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
200	А (3×25+1×16)	50	79	65	84	76	88	81	89	85	90
200	АС (3×25+1×16)	46	74	61	78	70	81	75	82	79	83
200	А (3×25+1×25)	63	100	82	106	95	110	102	111	107	113
200	АС (3×25+1×25)	59	93	77	99	89	103	96	104	101	106
100	А (3×35+1×16)	162	195	179	200	190	204	197	205	201	206
100	АС (3×25+1×16)	156	188	173	193	184	196	190	198	194	199
100	А (3×35+1×25)	210	253	232	260	247	264	255	265	261	267
100	АС (3×35+1×25)	195	235	216	242	230	246	237	247	243	249
100	А (3×35+1×35)	228	274	252	282	268	287	277	288	283	290
100	АС (3×35+1×35)	264	318	292	326	310	332	321	334	328	336
125	А (3×35+1×16)	120	152	137	158	148	161	152	162	159	164
125	АС (3×35+1×16)	115	147	132	252	143	156	149	157	153	158
125	А (3×35+1×25)	155	197	177	205	192	209	200	211	206	212
125	АС (3×35+1×25)	114	184	165	190	179	195	186	196	192	198
125	А (3×35+1×35)	168	214	193	222	208	227	217	229	224	231
125	АС (3×35+1×35)	195	248	223	257	241	263	251	265	259	267
160	А (3×35+1×16)	82	115	100	121	111	124	117	125	112	127
160	АС (3×35+1×16)	80	111	96	116	107	120	113	121	118	122
160	А (3×35+1×25)	107	149	129	157	144	161	152	163	158	164

Продолжение табл. 109

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Марка и сечение провода, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
160	АС (3×35+1××25)	100	139	120	146	134	150	141	151	147	153
160	А (3×35+1××35)	116	162	140	170	156	175	165	177	172	178
160	АС (3×35+1××35)	135	188	163	197	181	202	191	204	199	206
200	А (3×35+1××16)	56	89	73	94	84	98	91	99	95	100
200	АС (3×35+1××16)	54	86	71	91	82	94	87	95	92	97
200	А (3×35+1××25)	73	115	95	122	110	127	118	128	124	130
200	АС (3×35+1××25)	68	107	88	114	102	118	109	119	115	121
200	А (3×35+1××35)	79	125	103	133	119	138	128	139	134	141
200	АС (3×35+1××35)	91	145	119	154	138	159	148	161	155	164
250	А (3×35+1××16)	35	68	52	73	63	76	70	78	74	79
250	АС (3×35+1××16)	34	65	50	71	61	74	67	75	71	76
250	А (3×35+1××25)	45	88	67	95	82	99	90	101	96	102
250	АС (3×35+1××25)	42	82	63	88	76	92	84	94	89	95
250	А (3×35+1××35)	49	95	73	103	89	108	98	109	104	111
250	АС (3×35+1××35)	57	110	85	119	103	125	113	127	121	129
125	А (3×50+1××25)	176	224	201	232	218	237	227	239	234	241
125	АС (3×50+1××25)	156	198	178	205	193	210	201	211	207	213
125	А (3×50+1××35)	211	269	241	278	261	285	272	287	280	289
125	АС (3×50+1××35)	193	246	221	255	239	261	249	262	257	265

Продолжение табл. 109

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Марка и сечение провода, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
125	А (3×50+1×50)	250	318	286	330	310	338	322	340	332	343
125	АС (3×50+1×50)	243	309	278	320	301	328	313	330	323	333
160	А (3×50+1×25)	122	170	147	178	163	182	172	184	179	186
160	АС (3×50+1×25)	108	150	130	157	145	161	152	163	159	165
160	А (3×50+1×35)	146	203	176	213	196	219	207	221	215	223
160	АС (3×50+1×35)	133	186	161	195	179	200	189	203	197	204
160	А (3×50+1×50)	173	241	209	253	232	259	245	262	255	265
160	АС (3×50+1×50)	168	234	203	245	226	252	238	255	248	257
200	А (3×50+1×25)	61	156	129	166	149	173	160	175	168	177
200	АС (3×50+1×25)	73	115	96	123	110	127	118	129	124	131
200	А (3×50+1×35)	82	130	108	139	124	144	133	145	140	148
200	АС(3×50+1×35)	91	143	118	152	137	158	146	160	154	162
200	А (3×50+1×50)	117	186	153	197	177	205	190	207	199	210
200	АС (3×50+1×50)	114	180	149	192	172	199	184	201	194	204
250	А (3×50+1×25)	51	99	76	108	93	113	102	114	109	116
250	АС (3×50+1×25)	45	88	68	95	82	100	91	101	96	103
250	А (3×50+1×35)	61	119	92	129	112	135	123	137	131	139
250	АС (3×50+1×35)	56	109	84	118	102	124	112	125	120	128
250	А (3×50+1×50)	73	142	109	153	132	160	146	162	155	165
250	АС (3×50+1×50)	71	138	106	149	129	156	142	158	151	161

Продолжение табл. 109

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Марка и сечение провода, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		$У/У_н$	$У/Z_н$	$У/У_н$	$У/Z_н$	$У/У_н$	$Д/У_н$	$У/У_н$	$Д/У_н$	$У/У_н$	$Д/У_н$
320	А (3×50+1××25)	—	—	49	80	66	85	75	87	82	89
320	АС (3×50+1××25)	—	—	43	71	58	76	66	77	72	79
320	А (3×50+1××35)	—	—	59	96	79	102	90	104	98	107
320	АС (3×50+1××35)	—	—	54	88	72	94	82	96	90	98
320	А (3×50+1××50)	—	—	70	114	94	121	107	124	116	126
320	АС (3×50+1××50)	—	—	68	111	91	118	104	120	113	123
160	А (3×70+1××35)	164	229	198	240	221	247	233	249	242	252
160	А (3×70+1××50)	195	272	236	286	263	293	277	297	288	299
160	А (3×70+1××70)	223	311	269	326	300	335	316	339	329	342
200	А (3×70+1××35)	111	176	146	187	168	194	180	197	189	199
200	А (3×70+1××50)	133	210	173	223	200	231	214	234	225	237
200	А (3×70+1××70)	151	239	198	254	228	264	244	267	257	271
250	А(3×70+1××35)	69	135	103	146	126	152	138	154	147	157
250	А (3×70+1××50)	82	160	123	173	150	181	165	184	175	187
250	А (3×70+1××70)	94	183	140	198	171	207	183	210	200	213
320	А (3×70+1××35)	—	—	66	109	89	115	102	118	110	120
320	А (3×70+1××50)	—	—	79	129	106	137	121	140	131	143

Продолжение табл. 109

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Марка и сечение провода, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
320	А (3×70+1×70)	—	—	90	148	121	157	138	160	150	163
400	А (3×70+1×35)	—	—	40	82	63	89	75	91	84	94
400	А (3×70+1×50)	—	—	48	98	74	106	90	108	100	112
400	А (3×70+1×70)	—	—	54	112	85	121	102	124	114	128
250	А (3×95+1×50)	90	175	134	189	164	198	180	201	191	204
250	А (3×95+1×70)	104	202	155	219	189	229	208	232	221	236
250	А (3×95+1×95)	116	225	172	243	210	254	231	258	246	262
320	А (3×95+1×50)	—	—	86	141	116	150	132	153	144	156
320	А (3×95+1×70)	—	—	100	164	134	173	153	177	166	181
320	А (3×95+1×95)	—	—	111	182	149	193	170	196	184	201
400	А (3×95+1×50)	—	—	52	107	81	116	98	119	109	122
400	А (3×95+1×70)	—	—	60	124	94	134	113	137	126	141
400	А (3×95+1×95)	—	—	67	138	104	149	126	152	140	157
500	А (3×95+1×50)	—	—	—	—	54	89	70	91	82	95
500	А (3×95+1×70)	—	—	—	—	63	102	81	106	95	110
500	А (3×95+1×95)	—	—	—	—	70	114	90	117	106	122

Продолжение табл. 109

Ток плавкой вставки или уставки теплового расцепителя автомата, А	Марка и сечение провода, мм²	Предельная длина линии от ТП, м, при мощности трансформатора, кВ·А									
		160		250		400		630		1000	
		Схема соединения обмоток									
		У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	У/$Z_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$	У/$У_н$	Д/$У_н$
200	А (3×120+1×70)	178	282	232	299	268	310	288	314	303	318
200	А (3×120+1×95)	197	312	257	331	297	344	318	348	335	352
200	А (3×120+1×120)	218	345	285	367	329	381	353	385	371	390
250	А (3×120+1×70)	111	215	165	232	201	243	221	246	235	251
250	А (3×120+1×95)	122	238	182	257	222	269	245	273	260	278
250	А (3×120+1×120)	135	263	202	285	246	298	271	302	288	308
320	А (3×120+1×70)	—	—	106	174	142	184	162	188	176	192
320	А (3×120+1×95)	—	—	117	192	157	204	180	208	195	213
320	А (3×120+1×120)	—	—	130	213	174	226	199	230	216	235
400	А (3×120+1×70)	—	—	64	132	100	142	120	146	134	150
400	А (3×120+1×95)	—	—	71	146	111	157	133	161	148	166
400	А (3×120+1×120)	—	—	78	161	123	174	147	178	164	184
500	А (3×120+1×70)	—	—	—	—	67	109	86	112	101	117
500	А (3×120+1×95)	—	—	—	—	74	120	95	124	112	129
500	А (3×120+1×120)	—	—	—	—	82	133	105	138	124	143

СОДЕРЖАНИЕ

1. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 3

Общие положения 3
Нагрузки жилых домов 4
Нагрузки общественных зданий 8
Нагрузки распределительных линий напряжением до 1000 В и ТП 10
Нагрузки сетей напряжением 10(6) — 20 кВ и центров питания 17
Нагрузки существующей одноэтажной застройки 20

2. МЕТОДИКА ВЫБОРА ТРАНСФОРМАТОРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 23

Общие положения 23
Нагрузка трансформаторов 24

3. ВЫБОР СИСТЕМЫ НАПРЯЖЕНИЙ 26

4. СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 29

Общие положения 29
Анализ надежности схем 36
Рекомендации по применению схем на напряжении 10 кВ и 0,4 кВ 49

5. РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. 55

Выбор проводников по допустимому длительному току нагрева 56
Расчет потерь напряжения и мощности в кабельных и воздушных линиях и трансформаторах 71
Расчеты показателей качества напряжения в распределительных сетях 82
Проверка сети на отклонения напряжения 82
Проверка сети напряжением до 1000 В на размах изменений напряжения 85
Расчеты токов короткого замыкания в сетях напряжением 10 и 6 кВ 85
Проверка сети до 1000 В по условию обеспечения автоматического отключения линии при однофазных коротких замыканиях 100
Компенсация емкостных токов 101

6. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТЕЙ 102

Общие положения 102
Подстанции напряжением 35—100—220 кВ 106
Закрытые подстанции 106
Открытые подстанции 108
Воздушные линии электропередачи 112

Кабельные линии 115
Общие положения 115
Прокладка кабельных линий в земле 118
Прокладка кабельных линий в сооружениях 121
Подводная прокладка кабельных линий 123
Прокладка кабелей на вертикальных и крутонаклонных участках трассы 124
Защита кабелей от коррозии 125
Рекомендации по применению различных марок кабелей . . 126
Технические параметры кабелей 136
Кабельная арматура 140

7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТЕЙ

Методика технико-экономических расчетов 146
Укрупненные стоимостные показатели элементов электрических сетей 155
Технико-экономические показатели распределительных сетей 171
В районах новой застройки 172
В районах существующей застройки 190
Технико-экономические показатели перевода сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ 191

Приложение. Выбор проводников по условию обеспечения автоматического отключения при однофазных коротких замыканиях в сетях напряжением до 1000 В 194

Нормативно-производственное издание

ГИПРОКОММУНЭНЕРГО МИНЖИЛКОМХОЗА РСФСР
МНИИТЭП
ГлавАПУ Москвы

ПОСОБИЕ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ГОРОДСКИХ И ПОСЕЛКОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ (к ВСН 97-83)

Редакция инструктивно-нормативной литературы
Зав. редакцией *Л. Г. Бальян*
Редактор *И. В. Лунина*
Младший редактор *М. А. Шиффер*
Технический редактор *О. С. Александрова*
Корректор *К. М. Корепанова*

Н/К

Сдано в набор 27.05.86. Подписано в печать 29.01.87. Т-06454. Формат 84×108¹/₃₂. Бумага тип. № 2. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 10,92. Усл. кр.-отт. 11,23. Уч.-изд. л. 11,60. Тираж 17 000 экз. Изд. № XII-1829. Заказ № 536. Цена 60 коп.

Стройиздат, 101442, Москва, Каляевская, 23а

Владимирская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли 600000, г. Владимир, Октябрьский проспект, д. 7