

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ

сборник учебно-методических материалов

для направления подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Благовещенск, 2017

*Печатается по решению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного
университета*

Составители: Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И.Г.

Электроснабжение городов: сборник учебно-методических материалов для направления
подготовки 13.03.02. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2017.

© Амурский государственный университет, 2017

© Кафедра энергетики, 2017

© Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И.Г., составление

Содержание

1 КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ЛЕКЦИОННОГО МАТЕРИАЛА	3
2 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ.....	68
3 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ.....	106
4 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВЫХ РАБОТ (ПРОЕКТОВ).....	123
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	179

1 КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ЛЕКЦИОННОГО МАТЕРИАЛА

Системой электроснабжения города (ЭСГ) называется совокупность электрических станций, понижающих и преобразовательных подстанций, питающих и распределительных линий и электроприемников, обеспечивающих технологические процессы коммунально-бытовых, промышленных и транспортных потребителей электроэнергии, расположенных на территории города и частично в пригородной зоне. Электроснабжением называют обеспечение потребителей электрической энергией.

Различают: электроснабжение города; электроснабжение жилых и общественных зданий; электроснабжение интеллектуальных зданий (компьютерных и телекоммуникационных систем); электроснабжение предприятий; централизованное электроснабжение; децентрализованное электроснабжение.

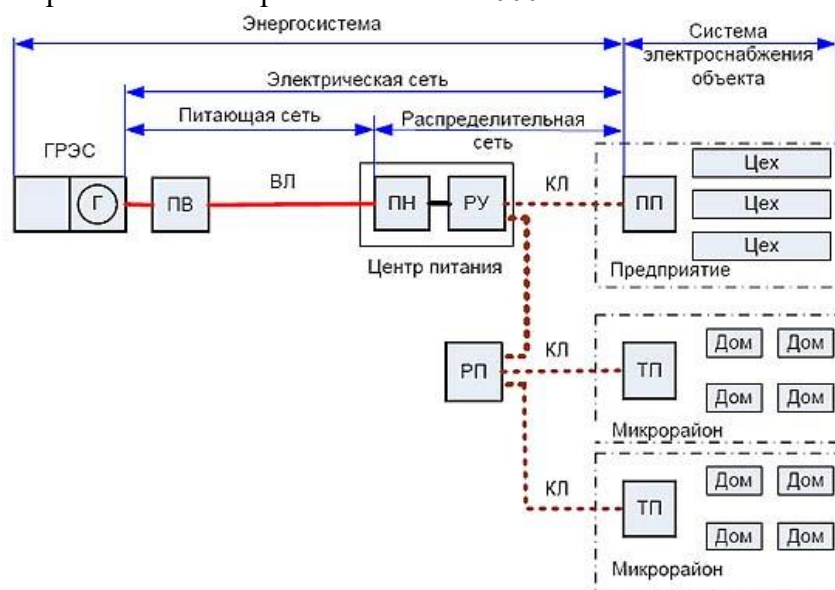
При описании электроснабжения города оперируют следующими понятиями (см. также рис. 1):

- система электроснабжения (E - electricity supply system; F - réseau d'alimentation);
- энергетическая система (энергосистема) (E - power supply system; E - power system; D – Verbundnetz);
- электрическая сеть (E - electrical power network; E - electrical power system; F - réseau d'énergie électrique (sens restreint); F - réseau d'alimentation électrique; D – Electricitätsversorgungsnetz);
- линия электропередачи (ЛЭП) (E - electric line; F - ligne électrique; D – Leitung);
- воздушная линия электропередачи (ВЛ) (E - overhead line; F - ligne aérienne; D – Freileitung);
- кабельная линия электропередачи (КЛ) (E - underground cable; F - ligne souterraine; D – Kabel).

Электрические сети различают:

- по роду тока: сети постоянного тока; сети переменного тока. В основном сети выполняются по системе трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. Эта система позволяет осуществлять трансформацию электроэнергии и передавать ее на дальние расстояния.

- по напряжению [1]: низкого напряжения (до 1000 В): 380/220, 660 В; среднего напряжения: 6-20, 20, 35 кВ; высокого напряжения: 110, 150, 220 кВ; сверхвысокого напряжения: 330, 500, 750 кВ; ультравысокого напряжения: выше 1000 кВ.



ГРЭС — государственная районная электростанция; Г — генератор; ПВ — повысительная трансформаторная подстанция; ПН — понизительная трансформаторная подстанция; РУ — распределительное устройство 6-10 кВ; РП — распределительный пункт; ПП — пункт приема электроэнергии; ТП — трансформаторная подстанция; ВЛ — воздушная линия электропередачи; КЛ — кабельная линия электропередачи

Рис. 1. Упрощенная структурная схема электроснабжения города

Электрическую сеть города принято делить на следующие составные части [2]:

- электроснабжающая сеть города напряжением 35-220 кВ;
- питающая электрическая сеть 10(6) кВ;
- распределительная электрическая сеть 10(6) кВ;
- распределительная сеть 380 В.

Линии электропередачи электрических сетей ЭСГ состоят из: воздушных линий 35 - 220 кВ внешнего электроснабжения города; кабельных (или воздушных) линий 110 - 220 кВ глубоких вводов высокого напряжения в центральные районы жилых и промышленных территорий; кабельных (или воздушных) линий наружных распределительных линий 0,38 - 10(6) - 20 кВ; электрических линий внутренних сетей 0,38 кВ жилых, общественных и производственных зданий.

Электроэнергия в процессе передачи ее от электростанции до потребителей преобразуется один или несколько раз (по напряжению, роду тока или его частоты), и по мере приближения к потребителям распределяется на более мелкие потоки (осуществляется несколько ступеней распределения электроэнергии).

При описании систем электроснабжения часто используют обобщающие термины — источник питания и пункт приема электроэнергии.

От источника питания электроэнергия поступает на пункт приема электроэнергии.

Источник питания является относительным термином. Для центра питания источником питания является повысительная подстанция. Для пункта приема электрической энергии — центр питания и т. д.

Источниками питания (ИП) системы электроснабжения города являются городские электрические станции и понижающие подстанции. Центром питания (ЦП) называется распределительное устройство генераторного напряжения электрической станции или распределительное устройство вторичного напряжения понижающей подстанции, к шинам которого присоединяются распределительные сети данного района. Электрическими станциями являются обычно теплоэлектроцентрали, обеспечивающие тепловой и частично электрической энергией коммунально-бытовые и промышленные объекты.

Понижающими подстанциями систем электроснабжения городов являются: городские подстанции (35 — 220 кВ), располагающиеся вблизи границы города; подстанции глубоких вводов 110 — 220 кВ, сооруженные непосредственно на территориях жилых районов и в промышленных зонах крупных городов; транспортные подстанции 10(6) — 20/0,38 кВ коммунально-бытовых и промышленных потребителей электроэнергии; выпрямительные подстанции городского и пригородного электрифицированного транспорта.

Для приема, преобразования и распределения электроэнергии используют различные устройства (электроустановки):

- распределительные устройства (РУ)
E - switching substation; F - poste de sectionnement; F - poste de coupure; D - Schaltstation;
- распределительные пункты (РП);
- подстанции

E - substation (of a power system) F - poste (d'un électrique réseau électrique) D - Station (eines Netzes):

- трансформаторные подстанции (ТП);

E - transformer substation F - poste de transformation D - Umspannstation

- преобразовательные подстанции;

E - converter substation F - poste de conversion F - station de conversion (déconseillé)

D - Umrichterstation

Электроприемники жилых зданий:

- электроприемники квартир:
 - осветительные электроприборы;
 - бытовые электроприборы:
 - нагревательные;
 - хозяйственные;
 - культурно-бытовые;
 - санитарно-гигиенические;
- электроприемники общедомового назначения:
 - осветительные электроприемники:
 - светильники лестничных клеток, технических подполий, чердаков, вестибюлей, холлов, служебных и других помещений;
 - силовые электроприемники:
 - лифтовые установки;
 - вентиляционные системы;
 - противопожарные устройства.

Электроприемники общественных зданий [6]:

- осветительные электроприемники;
- силовые электроприемники:
 - механическое оборудование;
 - электротепловое оборудование;
 - холодильные машины;
 - подъемно-транспортное оборудование;
 - санитарно-технические установки;
 - приточно-вытяжные вентиляционные установки и системы кондиционирования воздуха;
 - системы связи и сигнализации;
 - противопожарные устройства и др.

Электрическая сеть здания (см. рис. 2)

В здании устанавливают вводно-распределительное устройство (ВРУ) или главный распределительный щит (ГРЩ) (E - main switchboard), предназначенные:

- для приема электроэнергии (к ВРУ или ГРЩ присоединяют внешнюю питающую кабельную линию, идущую от трансформаторной подстанции);
- распределения электрической энергии по электроприемникам здания (к ВРУ присоединяют электрическую сеть здания);
- для защиты от перегрузок и короткого замыкания отходящих от ВРУ линий. Защита осуществляется с помощью установленных в ВРУ предохранителей или автоматических выключателей.

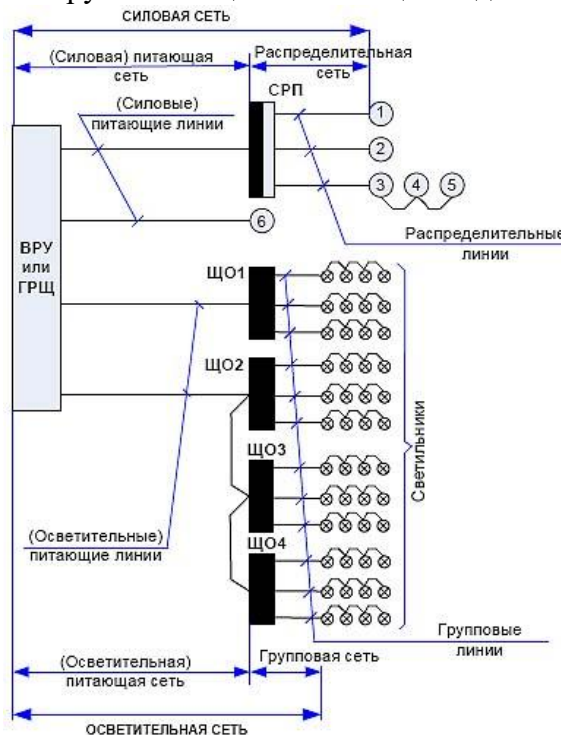
ВРУ является также точкой разграничения ответственности за эксплуатацию электрических сетей между персоналом электропитающей организации и персоналом потребителя (абонента).

Конструктивно ВРУ выполняют в виде многошкафных устройств или шкафов одностороннего или двухстороннего обслуживания, а также в виде ящиков. ВРУ являются комплектными электрическими устройствами заводского изготовления. ВРУ устанавливают в специальном (электрощитовом) помещении, доступ в который имеет только обслуживающий персонал. Допускается устанавливать ВРУ не в специальных помещениях, а на лестничных клетках, в коридорах и т. д., но при этом шкафы (ящики) должны запираются, рукоятки аппаратов управления не выводиться наружу или быть съемными. Кабели внешней питающей линии вводят снизу.

В электрической сети здания различают следующие линии и сети (см. рис. 2):

- **питающие:**
 - (силовые) питающие линии от ВРУ здания до силовых распределительных пунктов;
 - (осветительные) питающие линии от ВРУ здания до групповых щитков освещения.

- E - main; E - supply main; E - feeder.
- **распределительные:**
 - линии от силовых распределительных пунктов до силовых электроприемников
- E - current distributor
- **групповые:**
 - линии, идущие от групповых щитков освещения до светильников.



ВРУ — вводно-распределительное устройство; **ГРЩ** — главный распределительный щит; **СРП** — силовой распределительный пункт; **ЩО1...ЩО3** — (групповые) щитки освещения; **1...6** — силовые электроприемники (в основном асинхронные электродвигатели)

Рис. 2. Структурная схема электрической сети здания

Каждую питающую или распределительную линию можно выполнить по радиальной, магистральной или радиально-магистральной (смешанной) схеме. На рис. 2 силовой распределительный пункт СРП, групповой щиток освещения ЩО1, электроприемники 1, 2 и 6 подсоединены по магистральной схеме. Групповые щитки освещения ЩО3, ЩО4, электроприемники 4, 5 и светильники подсоединены по магистральной схеме (включены в цепочку).

Радиальная схема обеспечивает более высокую надежность питания отдельных потребителей, т. к. при аварии питающей линии прекращает работать только один электроприемник. При этом электроприемники других линий продолжают нормальную работу.

В осветительных сетях радиальная схема питания почти не применяется из-за высокой стоимости ее сооружения.

По направлению прокладки питающие линии делят:

- на горизонтальные;
- стояки (вертикальные).
- Основными группами потребителей электроэнергии в системах электроснабжения города являются: коммунально-бытовые потребители; промышленные предприятия; электрифицированный городской и пригородный транспорт; в отдельных случаях — поселки, предприятия промышленного и сельскохозяйственного производства пригородных зон. Коммунально-бытовые потребители электроэнергии — это жилые, административные, культурно-массовые, учебные, лечебные и тому подобные здания и общественных зданий.

Характеристика городов

Технический прогресс неразрывно связан с непрерывным развитием существующих и появлением новых городов и поселков городского типа. Одновременно происходит увеличение общего количества городского населения страны. Рост городского населения происходит за счет естественного увеличения населения, преобразования сельских поселений в городские и за счет оттока населения в города из сельской местности, связанного со значительным ростом промышленного производства.

Города являются крупными потребителями электрической энергии, так как в них не только проживает 65 % населения страны, но и расположено много промышленных предприятий.

Последние годы характеризуются появлением в крупных и крупнейших городах объектов общественно-коммунального характера, электрические нагрузки и электропотребление которых сравнимы с аналогичными показателями крупных промышленных предприятий.

К таким объектам относятся:

городской электрифицированный транспорт (тяговые подстанции метро имеют мощность 2000-4500 кВт, трамвайно-троллейбусные - до 2500 кВт в зависимости от интенсивности движения);

водопровод и канализация (в крупнейших городах в системах электроснабжения головных насосных станций и очистных сооружений используются подстанции 35-110 кВ);

большие спортивные комплексы, в частности, система электроснабжения дворца спорта на 25 тыс. мест имеет установленную мощность трансформаторов 11 000 кВА, электрическая нагрузка составляет около 9000 кВт;

больничные комплексы, например, один из таких комплексов в Санкт-Петербурге характеризуется установленной мощностью 7920 кВА трансформаторов 10/0,38 кВ при максимальной электрической нагрузке 4500 кВт;

современные гостиницы, оборудованные установками искусственного климата, централизованной системой пылеуборки, электропищблоками (гостиница на 1200 мест имеет установленную мощность трансформаторов 3700 кВ. А и максимальную нагрузку около 2600 кВт);

современные крупные универмаги.

Систематически увеличивается расход электроэнергии на бытовые нужды городского населения в результате все большего насыщения электробытовыми приборами.

В зависимости от размера города для питания потребителей, расположенных на его территории, должна предусматриваться соответствующая система электроснабжения. Для крупных городов, имеющих современные и рационально выполненные электрические сети, характерно совместное использование сетей различного назначения и напряжения. Система электроснабжения охватывает всех потребителей города, включая промышленные предприятия, электрифицированный транспорт и т.д. Малые города и поселки городского типа достаточно часто располагаются вблизи крупных промышленных предприятий, имеющих самостоятельные системы электроснабжения. Для питания таких поселений создаются более простые системы электроснабжения, связанные с системами электроснабжения прилегающих предприятий.

Система электроснабжения города включает в себя электрические сети 35-110 кВ, связанные с сетями 220-330 кВ энергосистемы. Некоторые крупные заводы имеют самостоятельные системы электроснабжения с первичным напряжением 35-110 кВ. Для электроснабжения основной массы потребителей используется распределительная сеть. Напряжением 6-10 кВ и сеть общего пользования напряжением 0,38 кВ. Для городов, как и для страны в целом, характерен непрерывный рост электропотребления, требующий систематического развития электрических сетей. Рост электропотребления связан не только с увеличением числа жителей и развитием промышленности, но также и с непрерывным проникновением электрической энергии во все сферы жизнедеятельности населения.

Население городов и других населенных мест в зависимости от степени участия в общественном производстве и характера трудовой деятельности, относится к следующим группам:

градообразующей, состоящей из трудящихся предприятий, учреждений и организаций градообразующего значения;

обслуживающей, состоящей из трудящихся предприятий и учреждений культурно-бытового и коммунального обслуживания, административных и других учреждений, обслуживающих данное населенное место;

несамодеятельной, состоящей из детей дошкольного и школьного возраста, пенсионеров, инвалидов и лиц, занятых в домашнем хозяйстве, учащихся дневных отделений вузов, техникумов и ПТУ.

К предприятиям, учреждениям и организациям градообразующего значения относятся все промышленные, энергетические, сельскохозяйственные предприятия, включая предприятия легкой, пищевой и местной промышленности, а также склады и базы материально-технического снабжения, предприятия, учреждения и устройства внешнего транспорта (железнодорожного, морского, речного, воздушного, автомобильного и трубопроводного), предприятия и учреждения обслуживания внегородского и внепоселкового значения.

Для новых городов и поселков численность градообразующей группы населения принимается на первую очередь строительства не менее 40 % и на расчетный срок не более 35 % численности населения. Численность обслуживающей группы населения принимается 18 и 23 % соответственно.

Территория населенного места по назначению делится на следующие зоны:

промышленную — для размещения промышленных, энергетических, сельскохозяйственных производственных предприятий и связанных с ними транспортных и других объектов;

селитебную — для размещения жилых районов, микрорайонов, общественных зданий и сооружений;

коммунально-складскую — для размещения складов, гаражей, трамвайных в автобусных парков, автобаз, предназначенных для обслуживания населенных мест;

внешнего транспорта — для размещения транспортных устройств и сооружений, вокзалов, станций, портов, пристаней.

Первой структурной единицей селитебной зоны является микрорайон, на территории которого кроме жилых домов размещаются учреждения и пункты повседневного обслуживания населения. Численность населения микрорайонов на первую очередь строительства принимается: в крупных и крупнейших городах 12-20 тыс. чел., в больших и средних городах — 6-12 тыс. чел., в малых городах и поселках — 4-6 тыс. чел.

Второй структурной единицей селитебной зоны является жилой район, состоящий из нескольких микрорайонов, объединенных общественным центром, в состав которого входят учреждения культурно-бытового обслуживания районного значения. Численность населения жилого района на первую очередь строительства принимается: в крупнейших и крупных городах 40-80 тыс. чел., в больших и средних городах — 25-40 тыс. чел.

Планирование и застройка жилых районов должны обеспечивать наиболее благоприятные условия для быта и отдыха населения, воспитания и образования детей. С этой целью предусматривается постройка необходимых коммунально-бытовых учреждений. Такие учреждения размещаются с учетом создания единой системы обслуживания населения городской территории и пригородной зоны. При этом предусматриваются: в группе жилых домов в радиусе обслуживания до 0,3 км — детские ясли сады и физкультурные площадки; в микрорайоне в радиусе до 0,5 км — школы, предприятия торговли к общественного питания, физкультурные площадки, гаражи для индивидуальных автомобилей; в жилом районе, как правило, в общественном центре, в радиусе обслуживания до 1,5 км — торговый центр или отдельные предприятия торговли и общественного питания, клуб, кинотеатр, библиотека, поликлиника, гаражи для автомобилей; в населенном месте — здания административных и профсоюзных органов (в городах — в городском центре), один или несколько торговых центров, рестораны, гостиницы, больницы, а также в зависимости от размера и значения города — высшие учебные заведения, театры, дома культуры, парки, дело городского общественного транспорта и т. д.; в пригородной зоне — учреждения, предназначенные для обслуживания кратковременного и длительного отдыха населения города, а также населения

пригородной зоны: пансионаты, детские лагеря, дома отдыха, санатории, спортивные базы, специализированные больницы.

Действующими нормами устанавливается перечень и пропускная способность коммунально-бытовых учреждений, сооружение которых предусматривается в городе. В микрорайонах должны быть спортивные площадки из расчета 0,12 га на 1000 жителей и зеленые насаждения 3 м² на 1 человека. В жилом районе зеленые насаждения принимаются по норме 5-7 м² на жителя. Подобным образом нормируется сеть уличных проездов, пешеходных тротуаров, организация транспортных средств, инженерное обеспечение города водо-, газо- и теплоснабжением, канализацией, связью и т. п. Планировка и застройка промышленных и коммунально-складских зон, а также зоны внешнего транспорта решаются по местным градостроительным условиям.

Тепловые электростанции должны располагаться за пределами селитебной территории, преимущественно в промышленных зонах, с обеспечением установленных санитарно-защитных разрывов. Понижающие подстанции размещаются, как правило, в промышленных и коммунально-складских зонах. Понижающие подстанции 110-220/10 кВ с трансформаторами мощностью 16 000 кВА и более, размещаемые на селитебной территории, следует устанавливать закрытого типа. Подстанции должны быть обеспечены подъездами для транспорта и техническими полосами для ввода и вывода кабельных и воздушных линий. Площадь земельных участков для закрытых подстанций не должна превышать 0,6 га. Расстояния от открытых подстанций до жилых и общественных зданий принимаются с учетом действующих санитарно-защитных норм. Указанные расстояния для ТП при числе трансформаторов не более двух мощностью до 1000 кВА каждый не нормируются.

Для питания крупных промышленных предприятий и центральных районов города рекомендуется использовать так называемые глубокие вводы напряжением 110 кВ и выше (имеются в виду линии и понижающие подстанции указанного напряжения). При необходимости прокладки линий 110 кВ и выше по селитебной территории для крупнейших и крупных городов следует применять кабельные линии. Электрические сети напряжением до 20 кВ на селитебных территориях при четырехэтажной и более высокой застройке выполняются также с использованием кабельных линий. Воздушные ЛЭП напряжением 110 кВ и выше должны размещаться за пределами селитебной территории.

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей и трансформаторных подстанций, расположенных на территории города и предназначенных для электроснабжения его потребителей. Система ограничивается, с одной стороны, источниками питания, с другой - вводами электрических сетей к потребителям. В качестве источников питания служат местные электростанции и понижающие подстанции напряжением 35-110 кВ и выше, питание которых осуществляется, в свою очередь, от электрических сетей энергосистем. Основные показатели системы определяются местными условиями: размерами города, наличием источников питания, характеристиками потребителей и т. п.

Система электроснабжения малого города может иметь вид, указанный на рис. 3

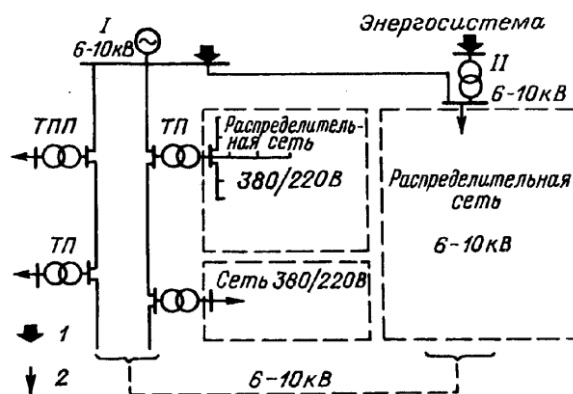


Рис. 3. Система электроснабжения малого города

Для электроснабжения города предусматриваются местная электростанция I и районная подстанция II, питающаяся от энергосистемы. Обычно указанные источники питания служат также для электроснабжения промышленных предприятий, расположенных поблизости от города.

Питание городских потребителей осуществляется с помощью распределительных сетей напряжением 6-10 кВ и 0,38 кВ, которые опираются на источники I и II. Распределительная сеть 6-10 кВ выполняется по петлевой схеме; в нормальном режиме петли разомкнуты. Трансформаторные подстанции с трансформаторами различной мощности питают распределительную сеть 0,38 кВ (сеть общего пользования), схема построения которой зависит от характера потребителей. Для питания промышленных предприятий коммунально-бытовых потребителей могут предусматриваться самостоятельные подстанции (ТПП), не связанные с сетью общего пользования. В зависимости от ответственности потребителя ТП могут быть автоматизированы, т. е. снабжены устройствами для автоматического переключения питания потребителя на резервную линию при внезапном выходе из работы основной линии.

Для осуществления параллельной работы электростанции города с энергосистемой предусматривается специальная связь, в данном случае на генераторном напряжении 6-10 кВ, а в зависимости от мощности источников питания это напряжение может быть выше. Рассматриваемая связь является элементом энергосистемы, так как с ее помощью поддерживаются необходимые режимы работы станции с энергосистемой. По местным условиям понижающая подстанция может совмещаться с электростанцией или вообще отсутствовать. Рассматриваемая система электроснабжения характеризуется наличием сетей только двух напряжений, в частности распределительных сетей 6-10 и 0,38 кВ. Учитывая, что распределительная сеть 0,38 кВ - обязательный элемент любой системы электроснабжения, в дальнейшем будем различать системы питания города только по числу используемых сетей напряжением выше 1000 В. Так, например, указанная на рис.3 система может быть названа системой электроснабжения с одним высоким напряжением.

По мере увеличения размеров города распределительная сеть 6-10 кВ становится недостаточной для охвата всех потребителей, расположенных на его территории. В систему электроснабжения вводятся дополнительные элементы, в частности питающая сеть 6-10 кВ, а также сети более высоких напряжений.

Пример такой системы для питания города среднего размера приведен на рис.4.

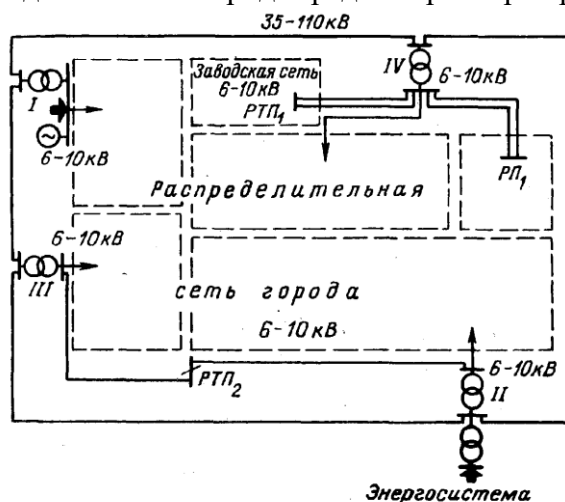


Рис. 4. Система электроснабжения для питания города среднего размера

Здесь основные источники питания - электростанция I, расположенная на территории города, и районная подстанция II, связанная с энергосистемой. Сеть 35-110 кВ выполняется в данном случае в виде кольца, охватывающего город, по периметру которого располагаются дополнительные подстанции III и IV напряжением 35-110 кВ. Электроснабжающая сеть 35-110 кВ предусмотрена не только для питания города, ее помощью осуществляется также параллельная работа городских электростанций с энергосистемой, т. е. указанная сеть является одновременно и элементом энергосистемы. Параметры и режимы работы этой сети определяются, с одной

стороны, обменом мощностью между городскими станциями и энергосистемой и с другой - условиями питания городских подстанций 35-110 кВ.

В зависимости от местных условий сеть 35-110 кВ может выполняться иной конфигурации и по иным схемам.

На подстанции II предусматривается понижение напряжения сети энергосистемы до 35-110 кВ. Если напряжение сети энергосистемы совпадает с напряжением кольца, т. е. составляет 35-110 кВ, на подстанции предусматривается установка только трансформаторов со вторичным напряжением 6-10 кВ для питания потребителей, расположенных в районе города, прилегающем к подстанции.

В зависимости от размеров и условий города энергосистема может быть связана непосредственно и с другими подстанциями, в данном случае с подстанциями III и IV. Мощности понижающих подстанций достаточно разнообразны и для рассматриваемой группы городов находятся в пределах 5-25 МВА.

В схему распределительных сетей 6-10 кВ может вводиться дополнительный элемент - питающие линии и распределительные пункты РП1 с проходной мощностью 3-10 МВ•А. Распределительные сети строятся по схеме, обеспечивающей большую надежность электроснабжения потребителей, и имеют необходимое число автоматических устройств для резервирования их питания.

Потребителями электроэнергии города являются также крупные промышленные предприятия, электроснабжение которых осуществляется отдельными питающими линиями 6-10 кВ и трансформаторными распределительными подстанциями РТП1.

От РТП1 производится питание внутриводской распределительной сети 6-10 кВ.

Аналогично электроснабжение крупных коммунальных предприятий, как, например, главной водопроводной станции и трамвайных подстанций, относящихся, как правило, к электроприемникам первой категории, также осуществляется с помощью самостоятельных питающих сетей 6-10 кВ, связанных с разными источниками питания (РТП2).

Эта система может быть названа по числу использованных сетей высокого напряжения системой двух напряжений.

Система, показанная на вышеприведенных рисунках, может быть названа по числу использованных сетей высокого напряжения системой двух напряжений.

По мере дальнейшего увеличения размеров города в систему его электроснабжения может быть введено дополнительное напряжение, иначе говоря, использована система трех напряжений (рис.5).

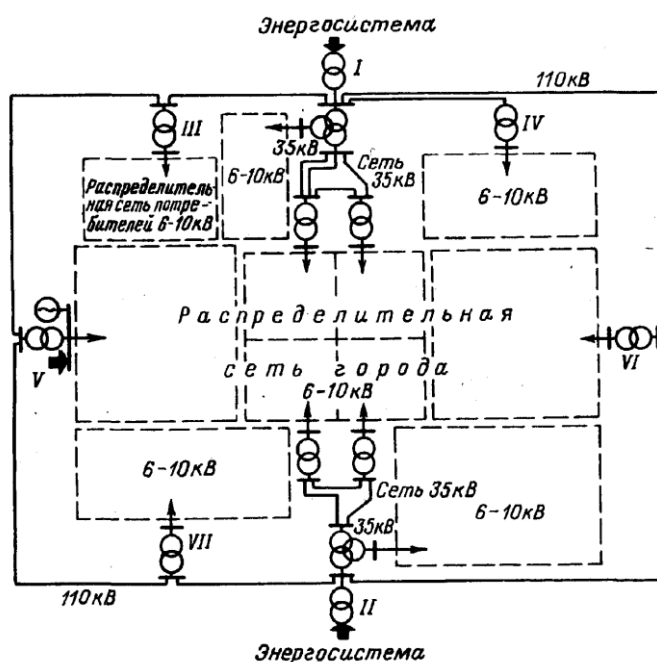


Рис. 5. Система электроснабжения система трех напряжений

Система электроснабжения крупного города в отличие от среднего характеризуется большим числом и мощностью источников питания. Например, мощность понижающих подстанций 110 кВ I и II, связанных с энергосистемой, возрастает до 50-100 МВА и более, большее развитие получают сети 110 кВ.

Электроснабжение центральных районов города осуществляется за счет сетей промежуточного напряжения 35 кВ и городских подстанций 35/6-10 кВ. Сеть 35 кВ выполняется, как правило, по радиальной резервируемой схеме. Подстанции 35/6-10 кВ имеют развитые распределительные устройства (РУ) 35 кВ, мощность подстанции может достигать до 30-40 МВ. А в зависимости от размеров города. В последнее время эти подстанции часто выполняются по упрощенной схеме, без РУ со стороны первичного напряжения трансформаторов. В зависимости от мощности ПС выполняются при напряжении 110 кВ (IV, рис.5).

Выполнение остальных элементов системы аналогично рассмотренному выше. Распределительная сеть 6-10 кВ характеризуется еще большей степенью автоматизации. Электроснабжение крупных промышленных потребителей может осуществляться при более высоких напряжениях, чем 6-10 кВ. Например, на рис. приведена подстанция III крупного предприятия, питание которой производится непосредственно от сети 110 кВ.

Поскольку система электроснабжения крупного города содержит большое число источников питания и сетей различного напряжения, точное определение границ системы со стороны высокого напряжения представляет определенные трудности, так как некоторые ее элементы могут быть отнесены к элементам энергосистемы.

Параметры электроснабжающей сети 110 кВ между подстанциями I и II определяются только условиями питания потребителей города, т. е. нагрузкой ПС VI. С другой стороны, следует учитывать возможность параллельной работы энергосистемы с электростанцией V.

Следует также подчеркнуть различное назначение отдельных элементов системы в зависимости от ступени напряжения. Если на высших ступенях (35-110 кВ) элементы системы предназначаются во всех случаях для питания всех потребителей рассматриваемого района города, то на низших ступенях (6-10 кВ) элементы системы делятся по назначению. Появляются городские распределительные сети, питающие и распределительные сети крупных потребителей города (заводы, фабрики, тяговые подстанции и т. д.).

К выполнению электрических сетей 6-10 кВ отдельных потребителей предъявляются специфические требования, которыми должны удовлетворять независимо от схемы построения электроснабжающей сети города. В зависимости от мощности потребителя можно использовать для его питания и сети 35-110 кВ.

Из рассмотренного следует, что основные показатели системы электроснабжения города определяются его размерами, условиями энергосистемы, характеристиками потребителей и другими местными особенностями.

В данном случае упоминаются электрические сети напряжением 35-110 кВ. Следует отметить, что в системах электроснабжения крупнейших и крупных городов встречаются сети напряжением 220 кВ. Что касается перспектив развития рассматриваемых систем, то в соответствии с действующими нормами рекомендуется ликвидировать существующие сети 35 кВ путем соответствующего развития сетей 110-220 кВ, а также повсеместно перевести распределительные сети 6 кВ на напряжение 10 кВ с использованием установленного оборудования и кабельных линий 6 кВ. Указанные рекомендации направлены на ликвидацию в системах электроснабжения городов лишних ступеней трансформации электроэнергии и приведение систем к виду 110-220/10/0,38 кВ.

Электрическая сеть 35-110 кВ и выше, включающая в себя понижающие подстанции этого же напряжения, называется электроснабжающей сетью. В нее входят: сеть, связывающая между собой источники питания и распределяющая энергию между районами города, сеть, используемая для ввода высокого напряжения в центральные районы или непосредственно к крупным потребителям города, а также понижающие подстанции соответствующего напряжения.

Как следует из рис.5 сеть, связывающая между собой источники питания, выполняется в

виде кольца, охватывающего город. Сеть, используемая для питания центральных районов города, называется сетью г л у б о к о г о ввода. Согласно ПУЭ глубоким вводом называется система электроснабжения с приближением высшего напряжения к электроустановкам потребителей с наименьшим числом ступеней промежуточной трансформации и аппаратов. Схема электроснабжающей сети определяется местными условиями и может быть достаточно сложной. Сеть глубоких вводов 35-110 кВ независимо от особенностей города выполняется, как правило, по простейшей схеме в виде двух взаимно резервируемых радиальных линий 35-110 кВ. В системах с тремя напряжениями сеть промежуточного напряжения 35 кВ при наличии электроснабжающей сети 110 кВ и выше, по существу, является также сетью глубокого ввода, ее создание объясняется чисто историческими условиями.

Соответственно указанному делению сетей можно различать следующие понижающие подстанции: первичные или опорные (I, II), соединяющие энергосистему и электростанции; понижающие подстанции (V, VI, VII) и подстанции глубокого ввода (IV); вторичные подстанции промежуточного напряжения 35 кВ (при их наличии). Параметры, схемы и конструктивное выполнение указанных подстанций определяются их местом в системе электроснабжения города. Наиболее простые из них - подстанции глубокого ввода (IV), наиболее сложные и мощные - первичные подстанции (I, II).

Как следует из рассмотренного, городская распределительная сеть представляет собой совокупность распределительных сетей 0,38 и 6-10 кВ и трансформаторных подстанций. Системы электроснабжения крупных промышленных потребителей и, в некоторых случаях, жилых районов имеют дополнительный элемент - питающую сеть 6-10 кВ и распределительный пункт (РП2).

Согласно ПУЭ распределительной линией, являющейся элементом распределительной сети, называется линия, питающая несколько ТП от центра питания или РП, или вводы к электроустановкам потребителей. Питающей линией называется линия, питающая РП или подстанции от центра питания без распределения электроэнергии по ее длине. Распределительным пунктом (РП) называется подстанция промышленного предприятия или городской электрической сети, предназначенная для приема и распределения электроэнергии одного напряжения без ее преобразования и трансформации. Центром питания (ЦП) называется распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или распределительное устройство вторичного напряжения понижающей подстанции энергосистемы, к которому присоединены распределительные сети данного района.

Если принцип построения системы определяется особенностями города, включая характеристики источников питания, напряжение электрических сетей энергосистемы, географическое положение и так далее, то решение остальных вопросов допускает обобщенный подход, независимо от местных условий.

Электроснабжение предприятий в черте города

Электроснабжение предприятий принято делить на три системы:

- **Система внешнего электроснабжения предприятия**

В систему внешнего электроснабжения входят относящиеся к энергосистеме электростанции, подстанции и линии электропередачи, вплоть до находящегося на территории предприятия пункта приема электроэнергии. В зависимости от энергоемкости предприятия функцию пункта приема электроэнергии могут выполнять разные электроустановки, такие как (в порядке убывания энергоемкости предприятия):

- узловая распределительная подстанция (УРП);
- главная понизительная подстанция предприятия (ГПП);
- подстанция глубокого ввода (ПГВ);
- центральный распределительный пункт (ЦРП);
- трансформаторная подстанция (ТП).

В системе внешнего электроснабжения предприятий наиболее распространенными являются напряжения 35, 110 и 220 кВ.

- Система внутреннего (внутриобъектного) электроснабжения предприятия (внецеховые сети)

В систему внутреннего электроснабжения предприятия входят: пункт приема электроэнергии (т. е. УРП, или ГПП, или ПГВ, или ЦРП, или ТП), потребительские ТП и линии электропередачи, связывающие между собой пункт приема электроэнергии, потребительские подстанции (ТП) и вводно-распределительные устройства (ВРУ) цехов. В состав системы внутреннего электроснабжения могут входить собственные электростанции предприятия.

- система внутрицехового электроснабжения (внутрицеховые электрические сети).

В систему внутрицехового электроснабжения входят:

- силовая сеть (электроснабжение силовых установок):

- питающая (силовая) сеть - сеть от РУ 0,4-0,69 кВ ТП до низковольтных устройств распределения электроэнергии: распределительных щитов, распределительных пунктов и т. д.;

- распределительная (силовая) сеть - сеть от низковольтных устройств распределения электроэнергии до электроприемников.

- осветительная сеть (электроснабжение осветительных установок):

- питающая (осветительная) сеть - сеть от РУ подстанции до вводного устройства (ВУ), или вводно-распределительного устройства (ВРУ), или главного распределительного щита (ГРЩ);

- распределительная (осветительная) сеть - сеть от ВУ, или ВРУ или ГРЩ до распределительных пунктов, щитков и пунктов питания наружного освещения;

- групповая сеть - сеть от распределительных пунктов, щитков до светильников, розеток и других электроприемников.

Схема электроснабжения предприятий во многом зависит от суммарной установленной мощности электроприемников предприятия (от энергоемкости предприятия). По энергоемкости предприятия принято делить следующим образом [5]: малые — установленная мощность менее 5 МВт; средние — установленная мощность от 5 до 75 МВт; крупные — установленная мощность более 75 МВт.

Ниже представлены упрощенные структурные схемы электроснабжения предприятий разной энергоемкости.

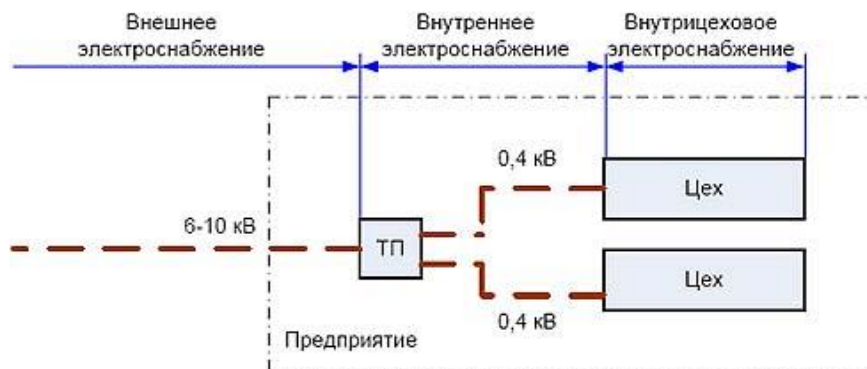


Рис. 6. Структурная схема электроснабжения малого предприятия (с небольшой установленной мощностью)

Малое предприятие имеет одну трансформаторную подстанцию (ТП). Внешнее электроснабжение осуществляется от энергосистемы по кабельным линиям напряжением 6-10 кВ до трансформаторной подстанции (ТП) предприятия. Внутреннее электроснабжение реализовано по кабельным линиям напряжением 0,4 кВ от трансформаторной подстанции (ТП) до вводно-распределительного устройства (ВРУ) или главного распределительного щита (ГРЩ) цехов.

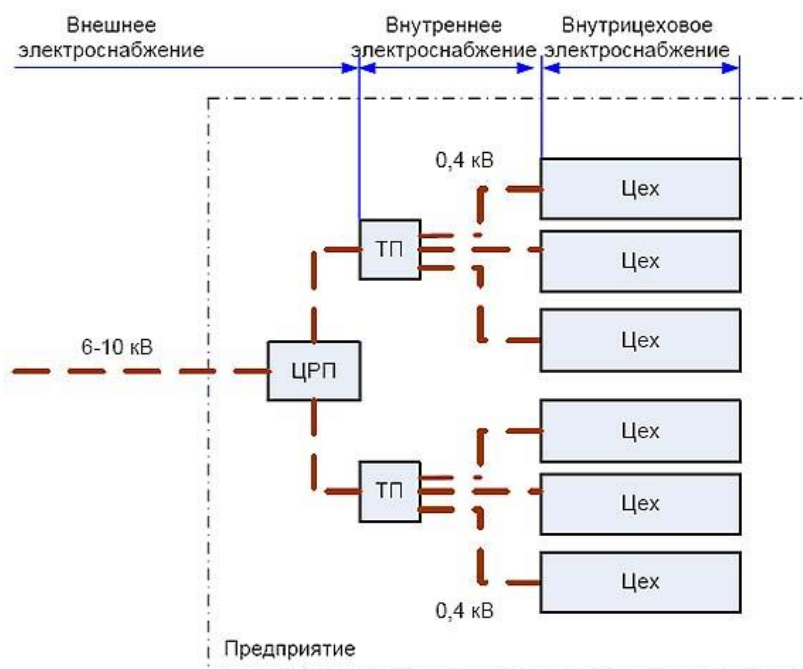


Рис. 7. Структурная схема электроснабжения среднего предприятия (со средней установленной мощностью)

В качестве пункта приема электроэнергии используется центральный распределительный пункт (ЦРП), который получает электроэнергию от энергосистемы по кабельным линиям напряжением 6-10 кВ и распределяет ее по кабельным линиям 6-10 кВ по трансформаторным подстанциям (ТП).

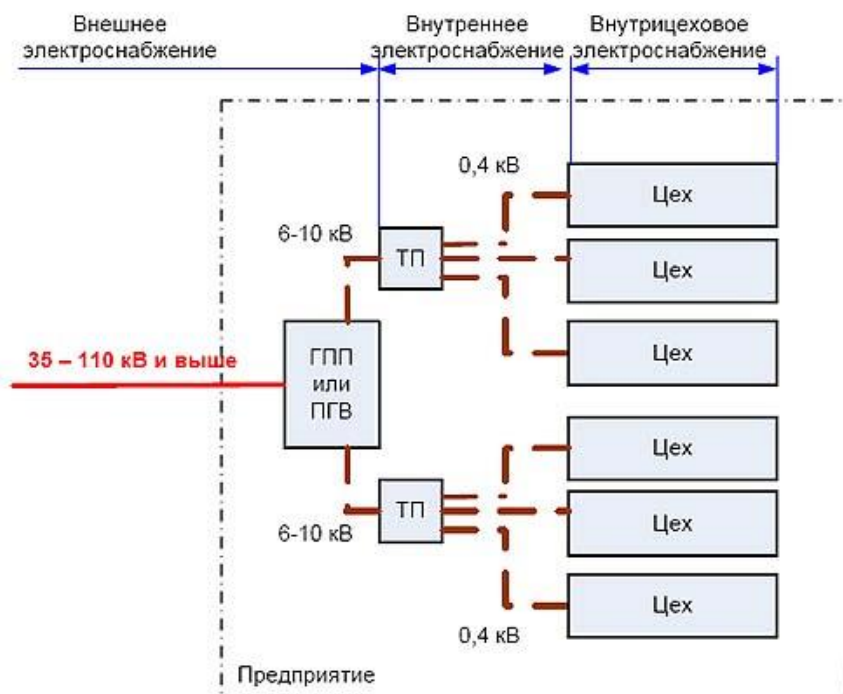


Рис. 8. Структурная схема электроснабжения крупного предприятия (с большой установленной мощностью)

Отличие от предыдущей схемы состоит в том, что внешнее электроснабжение осуществляется от энергосистемы по воздушной линии напряжением 35-110 кВ и выше до главной понизительной подстанции (ГПП) или до подстанции глубокого ввода (ПГВ).

Номинальные напряжения в системах электроснабжения городов

При выборе напряжения электрических сетей необходимо решить две задачи: 1) установить шкалу стандартных напряжений и 2) выбрать наиболее выгодное напряжение и число ступеней трансформаций электрической энергии для конкретной системы электроснабжения. Вторая задача рассматривается в пределах действующих стандартных напряжений.

Шкала и значения стандартных напряжений определяются общим уровнем развития народного хозяйства страны, а именно уровнем электрификации промышленности и сельского хозяйства, прогрессом в области изготовления электрооборудования, единичной мощностью генерирующих агрегатов и приемников электрической энергии и т. п. Поэтому шкала и значения напряжений со временем изменяются. При этом отмечается тенденция к появлению более высоких напряжений, а также повсеместная унификация напряжений, что приносит значительные выгоды технико-экономического характера. Отметим особенности возможных способов предварительной оценки значения рационального напряжения электрических сетей. Эти способы, как правило, базируются на сопоставлении тех или иных показателей одиночных линий с учетом основных параметров передачи. Перед этим укажем, что задача выбора напряжения в системе электроснабжения имеет более сложный характер, так как при решении этой задачи следует учитывать показатели смежных ступеней системы. Если в первом случае говорят об оптимальном напряжении ЛЭП, то для системы электроснабжения, как отмечено выше, вводится понятие оптимального радиуса распределения при том или ином вторичном напряжении, значение которого определяется в зависимости от показателей сетей первичного напряжения.

При выборе напряжения должны учитываться местные особенности рассматриваемого района электроснабжения: характеристики источников питания, их размещение по территории района, плотность нагрузки, конструктивные особенности отдельных элементов, системы электроснабжения и т. д. В зависимости от этого при построении системы может возникнуть необходимость применения нескольких ступеней напряжения. Часто напряжение для конкретных систем устанавливается однозначно, так как оно диктуется напряжением существующих источников питания. С выбором напряжения непосредственно связаны вопросы определения схемы и параметров отдельных элементов электроснабжения. Например, оптимальное число подстанций в системе, как отмечалось, зависит от соотношения напряжений электроснабжающей и распределительной сетей, а также их конструктивного выполнения. В результате выбор напряжений, по существу, связан с решением общей проблемы рационального построения системы электроснабжения. Наиболее простой представляется классическая задача определения наиболее выгодного напряжения ЛЭП при передаче заданной мощности в зависимости от длины линии. При заданной мощности дальность передачи энергии в зависимости от напряжения может прежде всего лимитироваться техническими условиями, в частности допустимой потерей напряжения.

В результате выбор оптимального напряжения согласно рассматриваемой методике производится следующим образом: 1. Для заданных значений передаваемой мощности и дальности передачи по специальным номограммам определяют предположительно стандартное напряжение передачи. 2. Выбирают ближайшее большее и меньшее стандартные напряжения. 3. Пользуясь укрупненными технико-экономическими показателями, определяют затраты для напряжений передачи соответственно. 4. Рассчитывают значение оптимального напряжения по известным формулам.

При рассмотрении системы электроснабжения с одним напряжением и выборе рационального пути ее осуществления возникает вопрос о предельной дальности передачи энергии заданного напряжения. В условиях городов такая постановка вопроса особенно уместна для напряжений 6—10 кВ. При этом следует различать передачу энергии от электрических станций и передачу от подстанций энергосистемы.

В первом случае энергия передается непосредственно при генераторном напряжении 6—10 кВ. Во втором случае, кроме передачи энергии, имеет место ее трансформация на понижающей подстанции.

Таким образом, возникает задача определения предельной рациональной дальности передачи энергии при напряжении 6—10 кВ, по достижении которой становится целесообразной передача на более высоком напряжении. Применительно к генераторному напряжению последнее означает определение условий, при которых необходимо повышение генераторного напряжения.

Во втором случае определение дальности передачи позволяет выявить условия, при которых целесообразно использовать глубокие вводы 35 кВ и выше.

Поставленная задача рассматривается применительно к сосредоточенным нагрузкам без учета мощности источников питания (электростанций и районных подстанций). В связи с этим напомним, что радиус обслуживания, или средняя дальность передачи энергии на вторичном напряжении, как отмечалось, определяется оптимальной мощностью подстанции. Решение задачи при указанных условиях имеет практическое значение для систем электроснабжения отдельных потребителей. Полученные выводы могут быть использованы также в качестве ориентировочных рекомендаций при анализе более общих вопросов электроснабжения города.

Можно отметить следующий порядок выполнения городских распределительных сетей. В новых районах городской застройки напряжение сетей принимается не ниже 10 кВ вне зависимости от напряжения сети в существующей части города. При развитии действующих сетей 6 кВ следует предусматривать их перевод на 10 кВ с использованием оборудования и кабелей 6 кВ. Сохранение напряжения 6 кВ необходимо обосновывать технико-экономическими расчетами. При темпах ежегодного прироста нагрузки 5 % и более в течение ближайших 10—15 лет существующие кабельные сети 6 кВ во всех случаях следует переводить в ближайшие 5—10 лет на напряжение 10 кВ. Если оптимальные сроки перевода сети на повышенное напряжение находятся за пределами первой очереди развития сети или имеется решение о переходе на 10 кВ, новое оборудование и кабели должны приниматься с конструктивным напряжением 10 кВ.

При генераторном напряжении 6 кВ электроснабжение прилегающих к электростанции районов целесообразно осуществлять при этом же напряжении. Для более отдаленных районов, в схеме питания которых имеется дополнительная ступень напряжения 35—110 кВ, следует предусматривать распределительные сети напряжением 10 кВ. На действующих районных подстанциях с вторичным напряжением 6 кВ следует предусматривать установку дополнительных понижающих трансформаторов с напряжением 10 кВ или трехобмоточных трансформаторов 110/10/6 кВ. Наличие на подстанции трехобмоточного трансформатора 110/10/6 кВ или дополнительного трансформатора с обмоткой 10 кВ позволит одновременно с осуществлением новых распределительных сетей переводить и действующие сети 6 кВ на напряжение 10 кВ.

Городские распределительные сети 6—35 кВ согласно РД должны выполняться трехфазными с изолированной или заземленной через дугогасящие аппараты нейтралью. Требования к компенсации емкостных токов в этих сетях указаны в ПУЭ.

При выборе рационального построения системы электроснабжения города возникает необходимость в определении наиболее выгодного числа ступеней трансформации энергии, т. е. числа ее преобразований между напряжениями 110 и 0,38 кВ. Следует отметить, что решение указанной проблемы в отечественной литературе освещено недостаточно, в связи с чем рассмотрим некоторые работы зарубежных авторов. На первый взгляд наиболее рациональной представляется непосредственная трансформация 110/0,38 кВ. Однако технические трудности делают эту систему нецелесообразной. В городских системах электроснабжения для питания потребителей требуется, как правило, одно или два (реже большее число) промежуточных напряжения. Введение каждого дополнительного напряжения может быть желательным, например, для поддержания напряжения в заданных пределах, для уменьшения мощности короткого замыкания и т. д. Эти обстоятельства сказываются на экономических показателях системы. Например, введение промежуточного напряжения 30 кВ позволяет в зависимости от протяженности сети 30 кВ снизить мощность короткого замыкания в сетях 10 кВ более чем в два раза. При этом отмечается, что стоимость распределительных устройств при снижении мощности короткого замыкания, например от 500 до 250 МВА, уменьшается для сетей 10 кВ в отношении 1,48:1, для сетей 20 кВ - в отношении 1,25:1.

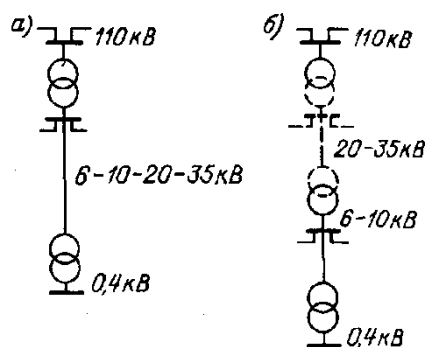


Рис. 9. Оптимальные ступени трансформации

Приведенные данные показывают, что с увеличением стоимости сооружения системы электроснабжения из-за введения дополнительной ступени напряжения одновременно может снижаться стоимость сооружения сетей более низкого напряжения. Поэтому при выборе рационального выполнения системы электроснабжения возникает необходимость в определении оптимального числа промежуточных напряжений.

По мере роста нагрузки городских потребителей будет увеличиваться и плотность нагрузки, т. е. с увеличением нагрузки необходимо в систему электроснабжения вводить новые городские подстанции дополнительно к существующим, с тем чтобы радиус обслуживания находился по возможности в пределах наивыгоднейшего. Сооружение дополнительных подстанций должно производиться через установленные промежутки времени по мере роста нагрузки и при использовании пропускной способности отдельных элементов электроснабжения.

Отмеченное показывает, что из-за непрерывного роста нагрузки система электроснабжения работает в оптимальном режиме только на ограниченном отрезке времени.

При существующих условиях наиболее целесообразной представляется система с непосредственной трансформацией 110/10 кВ. Область применения системы с тремя напряжениями должна определяться технико-экономическими расчетами.

Применительно к отечественным средним и крупным городам изложенное означает, что при сооружении новых и развитии действующих систем следует стремиться к сокращению числа ступеней трансформации энергии и ликвидации напряжений 6 и 35 кВ путем перевода действующих сетей на напряжение 10 и 110 кВ соответственно. Для крупнейших городов возможно использование более высоких напряжений, чем 110 кВ.

В условиях непрерывного роста нагрузки и необходимости систематического развития электрических сетей выявляется рациональность перевода действующих сетей на повышенное напряжение с максимальным использованием установленного оборудования. Сопоставляя приведенные затраты, связанные с расширением сетей при существующем напряжении, с дополнительными затратами по переводу на повышенное напряжение, можно определить эффективность реконструкции сетей. При переводе на повышенное напряжение отмечается значительное снижение потерь мощности и энергии.

В современных отечественных системах ЭСГ применяют все номинальные напряжения переменного тока — от 0,38 до 220 — 330 кВ. Напряжения до 1 кВ применяют для распределения электроэнергии в ограниченных районах территории города (десяtkи — сотни метров), внутри жилых и производственных зданий и для непосредственного присоединения электроприемников. В проектируемых и реконструируемых электрических сетях всех назначений должно применяться линейное напряжение 380 В.

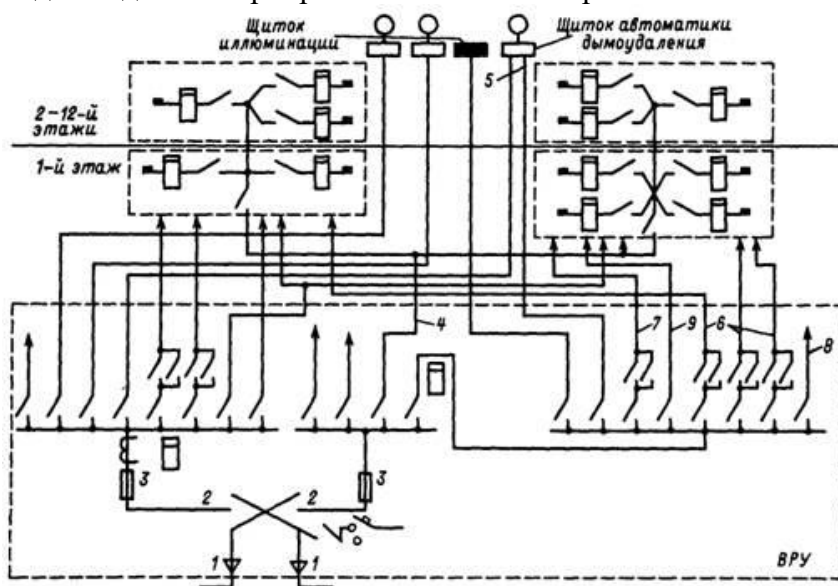
Напряжение 660 В предназначено для применения в системах электроснабжения некоторых промышленных предприятий. В перспективе возможно применение этого напряжения в многоэтажных зданиях большого объема для крупных двигателей централизованных установок кондиционирования воздуха, таких же установок насосов холодной и горячей воды, грузовых и грузопассажирских скоростных лифтов и т. п.; магистральных внутридомовых линий, питающих трансформаторы 660/380 — 220 В, рассредоточенно устанавливаемые по этажам зданий.

Напряжения 10(6) — 20 кВ применяют для распределения электроэнергии от источника питания по прилегающей к ним территории города и для питания ТП 10(6) — 20 кВ. Напряжение 10 кВ является основным на современный и ближайший перспективный периоды для вновь сооружаемых и реконструируемых систем электроснабжения городов. Напряжение 6 кВ, как правило, не должно применяться во вновь проектируемых и реконструируемых системах ЭСГ.

Применение напряжения 20 кВ экономически оправдано: при стоимости кабелей, выключателей и трансформаторов этого напряжения не более 120—130% стоимости соответствующего оборудования 10 кВ; в новых районах, питающихся от городских электростанций с генераторным напряжением 20 кВ; при плотностях нагрузки 3040 МВт/км² и более, при питании от подстанций 220/20 кВ; при комплексном электроснабжении не крупных городов и прилегающих обширных сельскохозяйственных районов от понижающих подстанций 110-220/20 кВ.

Номинальное напряжение 110 кВ и выше применяется в системах ЭСГ для внешнего электроснабжения, а также для главного ввода в центральные районы города. Выбор высших номинальных напряжений связан с выбором числа трансформаций электроэнергии между этими напряжениями и напряжением до 1 кВ; экономически целесообразным является использование двух трансформаций электроэнергии. Напряжение 35 кВ не рекомендуется для применения в системах ЭСГ как недостаточное по пропускной способности и приводящее, как правило, к необходимости дополнительной трансформации электроэнергии. Напряжения 110 и 220 кВ экономически целесообразно применять для внешнего электроснабжения основной массы средних, больших и крупных городов. Специфика требований при проектировании систем электроснабжения городов заключается в необходимости применения возможно простых схем с минимальным количеством электрооборудования. Внутренние распределительные электрические сети до 1 кВ большинства жилых и общественных зданий и предприятий состоят из вводно-распределительного устройства (ВРУ), распределительных линий и соответствующего электрооборудования и выполняются в виде разветвленных магистральных сетей.

Схемы ВРУ до 1 кВ зависят от требований надежности электроприемников, расположенных в здании, количества и назначения линий внутренней и внешней сетей. На рис. 10 приводится принципиальная схема электрической сети 12-этажного жилого дома. Эта схема соответствует электроприемникам II категории по надежности питания. На рис. 11 приводится схема ТП и ввода в здание для электроприемников III категории.



1 — кабели ввода 380 В; 2 — переключатели; 3 — плавкие предохранители; — питающие линии квартир; 5 — линии двигателей и общедомовых электроприемников; 6 — линии освещения лестничных клеток, 7 — линии наружного освещения здания; 8 — линии освещения технического подполья; 9 — то же чердака, шахт лифтов; ВРУ — вводно-распределительное устройство

Рис. 10. Принципиальная схема электрической сети жилого дома

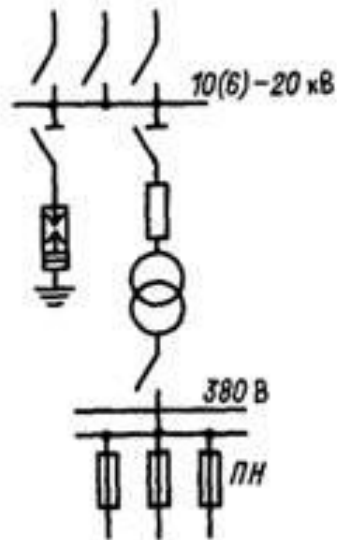


Рис. 11. Схема ТП и ввода в здание для электроприемников III категории

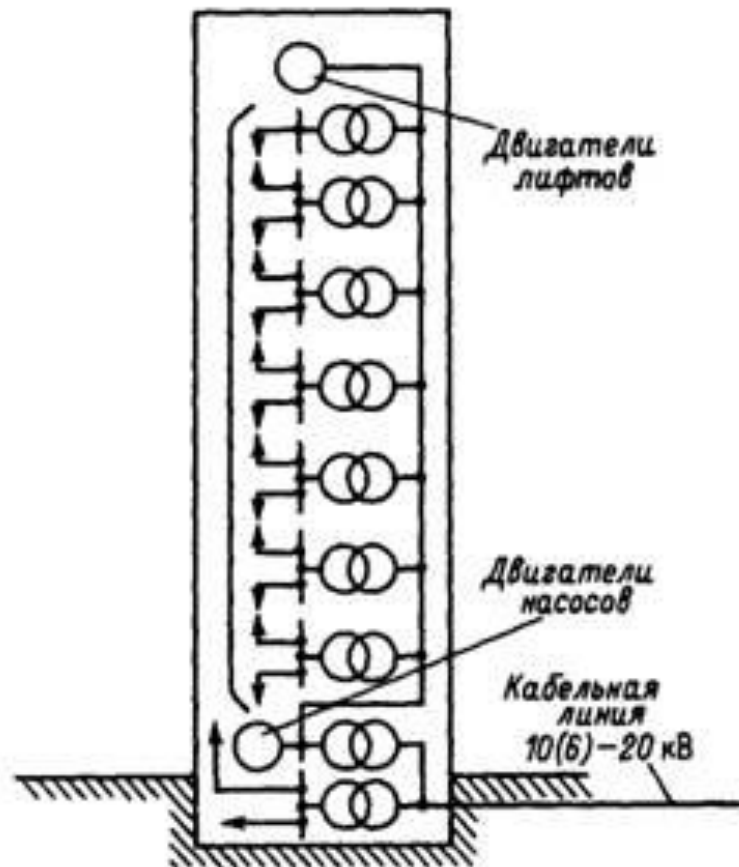


Рис. 12. Структурная схема внутренних электрических сетей многоэтажного и многосекционного здания с напряжением 660 В

При зданиях большого объема с количеством этажей 35 — 40 и более ТП 10—20/0,38 кВ оправдано размещать на промежуточных технических этажах, в чердачных помещениях, на крыше зданий. На рис. 12 показана структурная схема внутренних электрических сетей многоэтажного и многосекционного здания с применением напряжения 660 В.

Нагрузки электрических сетей и уровни электропотребления.

Все потребители электроэнергии города разделяются на следующие группы: потребители селитебных зон, коммунальные общегородского значения (водопровод, канализация, электрифицированный транспорт, АТС и др.) и промышленные.

Потребителями энергии селитебных зон являются жилые и общественно-коммунальные учреждения. Режим электропотребления жилых домов определяется укладом жизни населения организацией бытового обслуживания. Электропотребление коммунальных и промышленных потребителей определяется особенностями их технологического процесса. Режим потребления электрической энергии во времени суточными, сезонными и годовыми графиками нагрузки, большинства потребителей график нагрузки имеет значительную неравномерность, что определяется нагрузкой осветительных приборов. Рассмотрение времени наступления утренних сумерек для географических широт РФ в зависимости месяца года показывает, что изменение продолжительности дня течение года может быть принято близким к синусоиде. Следовательно, будем считать, что влияние осветительной составляющей на изменение коэффициента суточной неравномерности графика нагрузки будет выражаться кривой, также близкой к синусоиде, но имеющей характерные значения для июня и декабря. Записывается синусоидальный характер годовых графиков нагрузок коммунальных потребителей и групп потребителей, запишем аналитическую зависимость между активными нагрузками каждого года и нагрузками зимнего и летнего месяцев.

Как правило, нагрузки измеряются в так называемые характерные (режимные) дни во время зимнего максимума и летнего минимума нагрузки.

При проектировании и эксплуатации электрических линий достаточно широко используются обобщенные (типовые) графики нагрузки потребителей, которые получаются на основании многочисленных измерений на действующих объектах электропотребления и элементах сетей. По данным таких графиков определяются: плотность (коэффициент заполнения) зимнего и летнего суточных графиков нагрузки; неравномерность (коэффициент ночного снижения) зимнего и летнего графиков нагрузки; коэффициент утреннего максимума зимнего и летнего графиков нагрузки; коэффициент летнего снижения графика максимальной нагрузки; коэффициент годовой неравномерности электропотребления; продолжительность использования наибольшей нагрузки в течение года (время использования максимума нагрузки); время наибольших потерь мощности время потерь.

Электропотребление в жилых домах в настоящее время рассматривается при наличии газифицированных квартир и квартир с кухонными электроплитами. Расход электроэнергии в основном определяется электроосвещением квартир и электроприемниками повседневного применения, в частности, телевизорами, холодильниками и электроплитами.

Конфигурация графика нагрузки определяется характером электропотребления каждого конкретного потребителя. Как отмечено максимум нагрузки жилых домов наблюдается в 19—21 ч, в квартирах с газовыми плитами утренний максимум — в 7—8 ч и составляет 40—50 % вечернего, в квартирах с электроплитами утренний максимум нагрузки отмечается в 9—11 ч и составляет 60—65 % вечернего. Максимум нагрузки коммунально-бытовых учреждений, школ, детских учреждений наблюдается в 12—13 ч, поликлиник в 16—17 ч, суточный график водопровода, канализации, метрополитена почти равномерен и т. д.

Нагрузка промышленных предприятий определяется технологией производства, а также сменностью производства. Предприятия с полутора- и двухсменным производством имеют два выраженных максимума нагрузки, причем утренний максимум выше вечернего. Предприятия с непрерывным производством имеют почти равномерный график нагрузки.

Конфигурация графика нагрузки элементов системы электроснабжения города определяется совмещением графиков нагрузки различных групп потребителей, питание которых осуществляется от рассматриваемого элемента. В частности, на рис.13 приведен суточный график характерного зимнего дня для крупной подстанции 110/10 кВ, расположенной в селитебной зоне новой застройки города.

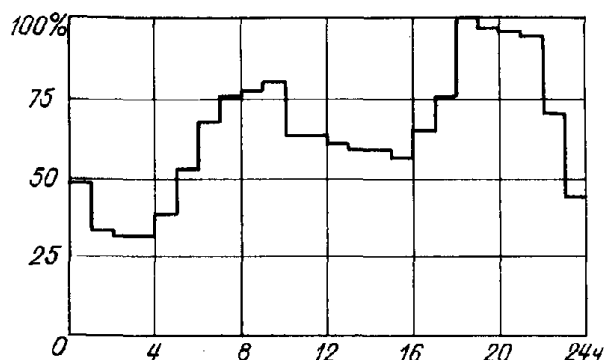


Рис. 13 График нагрузки ПС 110/10 кВ расположенной в микрорайоне жилой застройки

Как видно, график нагрузки подстанции 110/10 кВ подобен графику нагрузки жилых домов и имеет два выраженных максимума.

На рис.14 представлен суточный график зимнего дня для подстанции 110/10 кВ, расположенной в центральной, сложившейся части крупного города.

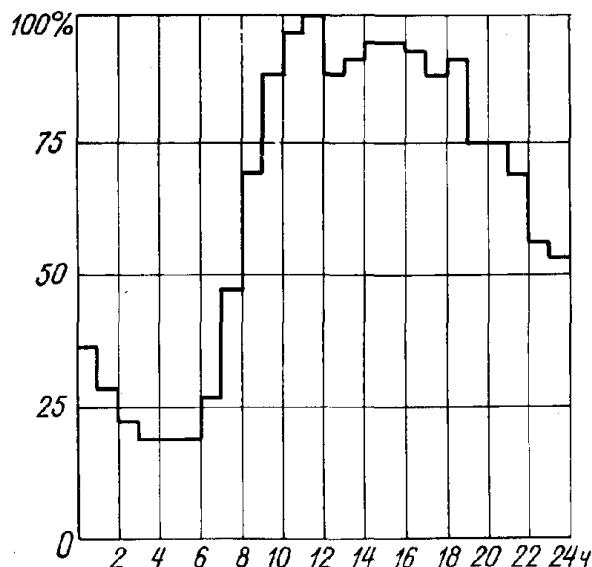


Рис. 14 График нагрузки ПС 110/10 кВ расположенной в центральной части города

Нагрузка подстанций определяется электропотреблением жилых домов, многочисленных общественно-коммунальных учреждений, учебных заведений, мелких промышленных предприятий. Разнородный характер нагрузки указанных групп потребителей определяет меньшую совмещенность ее графиков и большую плотность суммарного графика.

Подобный вывод может быть сделан из анализа рис.15, где представлен суточный график нагрузки подстанции 35/10 кВ, расположенной в промышленном районе города, где жилые дома и потребители общественно-коммунального характера составляют незначительную часть.

Приведенные графики показывают, что характер нагрузки элементов системы электроснабжения города достаточно разнотипный. Необходимость учета этой неоднородности возникает на стадии проектирования при определении ожидаемой расчетной нагрузки рассматриваемого элемента системы. Как правило, учет совмещенности графиков нагрузки потребителей и групп потребителей выполняется в таком случае с использованием расчетных коэффициентов.

Важнейшей предпосылкой рационального выбора системы электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

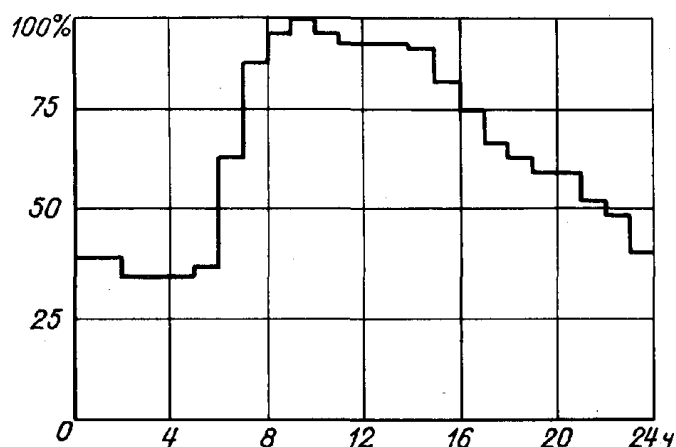


Рис. 15 График нагрузки ПС 35/10 кВ расположенной в промышленном районе города

Расчет нагрузок производят, начиная от низших ступеней к высшим ступеням системы, рассматривая поочередно отдельные узлы электрических сетей. При этом следует различать нагрузки, приведенные к вводу конкретного потребителя, и нагрузки элементов системы.

Точность определения расчетной нагрузки устанавливается характером решаемой задачи, в соответствии с чем разрабатываются и используются те или иные методы расчета. Следует различать нагрузки, определяемые на расчетный срок, т. е. на заданный уровень производства, и ожидаемые нагрузки (на перспективу). В первом случае к точности расчета нагрузки предъявляются большие требования. Во втором случае, а также на стадии предварительных обоснований на расчетный срок определение нагрузок выполняется по ориентировочным показателям.

Наибольшей точностью определения нагрузки на расчетный срок обладают методы определения нагрузки потребителей. Определение нагрузки высших ступеней системы электроснабжения производится с меньшей точностью, что определяется многообразием графиков нагрузки потребителей и сложностью учета их совмещенности. В результате наряду с точными методами при проектировании используются различные приемы расчета нагрузки, имеющие оценочный характер.

Проведенные исследования выявили общие закономерности формирования нагрузки различных групп потребителей и на этой основе позволили разработать соответствующие методы расчета. Эти исследования показали, что нагрузка является величиной вероятностной и зависит от многих случайных факторов, определяемых особенностями технологического процесса производства, организацией трудового и бытового режима населения и т. д. По этой причине способы определения расчетных нагрузок базируются на экспериментальном определении нагрузки действующих электроприемников с последующей обработкой результатов измерений методами математической статистики и теории вероятностей. Как известно, статистический подход наиболее формализован и отвлечен от выявления характера влияния каждой из множества причин, формирующих электрическую нагрузку.

Для задач, возникающих при расчете систем электроснабжения, различают максимальные длительные нагрузки и максимальные кратковременные нагрузки. Значения первых используются для выбора элементов системы по их допустимому нагреву и определения всех ее технико-экономических показателей. Кратковременные нагрузки тем или иным способом учитываются при расчете колебаний напряжений, условий самозапуска двигателей и т. д.

Под максимальной расчетной нагрузкой, определяемой по допустимому нагреву, понимается такая длительная неизменная нагрузка, которая эквивалентна реальной изменяющейся нагрузке при наиболее сильном тепловом действии на рассматриваемый элемент системы электроснабжения. Тепловое действие может характеризоваться максимальной температурой перегрева элемента системы или степенью теплового износа его изоляции.

Учитывая неопределенность показателей теплового старения изоляции, в качестве исходной принимают расчетную нагрузку по значению допустимого перегрева проводников, используемых в системах электроснабжения.

Расчет нагрузок проводится согласно РД 34.20.185-94.

Расчетные электрические нагрузки жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n \quad (1)$$

где $p_{кв.уд}$ - удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир (домов), кВт/кв.;
 n - число квартир.

Таблица 1

Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартиру

Потребители электроэнергии	Количество квартир													
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
Квартиры с плитами:														
а) на природном газе в городах с численностью населения:														
- до 100 тыс. чел.	4,5	2,8	2,3	2,0	1,8	1,65	1,4	1,2	1,05	0,85	0,77	0,71	0,69	0,67
- свыше 100 тыс. чел.	6,0	3,7	3,1	2,7	2,4	2,2	1,9	1,6	1,4	1,13	1,03	0,95	0,92	0,89
б) на сжиженном газе (в том числе при групповых установках) и на твердом топливе в городах с численностью населения:														
до 100 тыс. чел.	6,0	3,4	2,9	2,5	2,2	2,0	1,8	1,4	1,3	1,08	1,0	0,92	0,84	0,76
свыше 100 тыс. чел.	7,5	4,3	3,6	3,1	2,8	2,5	2,2	1,8	1,6	1,35	1,25	1,15	1,05	0,95
с электрическими плитами мощностью до 8,5 кВт	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5	1,36	1,27	1,23	1,19
Квартиры повышенной комфортности с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14	8,1	6,7	5,9	5,3	4,9	4,2	3,3	2,8	1,95	1,83	1,72	1,67	1,62
Домики на участках садоводческих товариществ	4,0	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9	0,76	0,69	0,61	0,58	0,54	0,51	0,46

Таблица 2

Удельная расчетная нагрузка электроприемников коттеджей, кВт/коттедж

Потребители электроэнергии	Количество коттеджей									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Коттеджи с плитами на природном газе	11,5	6,5	5,4	4,7	4,3	3,9	3,3	2,6	2,1	2,0
Коттеджи с плитами на природном газе и электрической сауной мощностью до 12 кВт	22,3	13,3	11,3	10,0	9,3	8,6	7,5	6,3	5,6	5,0
Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14,5	8,6	7,2	6,5	5,8	5,5	4,7	3,9	3,3	2,6
Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт и электрической сауной мощностью до 12 кВт	25,1	15,2	12,9	11,6	10,7	10,0	8,8	7,5	6,7	5,5

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , приведенная к вводу жилого дома:

$$P_c = P_{р.лф} + P_{с-т} \quad (2)$$

Мощность лифтовых установок $P_{р.лф}$ определяется по формуле

$$P_{р.лф} = K_{с/лф} \cdot \sum_m P_{лфи} \quad (3)$$

где $K_{с/лф}$ - коэффициент спроса лифтовых установок;
 m - число лифтовых установок;
 $P_{лфи}$ - установленная мощность электродвигателя лифта.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{с-м}$ определяется по их установленной мощности $P_{с-м.у}$ и коэффициенту спроса $K_{с.с-м}$:

$$P_{с-м} = K_{с.с-м} \cdot \sum_n P_{с-м.у} \quad (4)$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома $P_{р.ж.д.}$ определяйся по формуле
 $P_{р.ж.д.} = P_{кв} + K_y \cdot (P_{р.лф} + P_{с-м})$ (5)
 Коэффициент участия в максимуме $K_y = 0,9$.

Таблица 3

Коэффициенты спроса лифтовых установок $K_{с/лф}$

Число лифтовых установок	Число этажей жилого дома	
	до 12	более 12
2 - 3	0,8	0,9
4 - 5	0,7	0,8
6	0,65	0,75
10	0,5	0,6
20	0,4	0,5
25 и выше	0,35	0,4

Таблица 4

Коэффициенты спроса электродвигателей санитарно-технических устройств $K_{с.с-т}$

Число электродвигателей	$K_{с.с-т}$	Число электродвигателей	$K_{с.с-т}$
2	1 (0,8)	15	0,65
3	0,9 (0,75)	20	0,65
5	0,8 (0,7)	30	0,6
8	0,75	50	0,55
10	0,7		

Таблица 5

Расчетные коэффициенты реактивной мощности потребителей жилых домов

Потребитель электроэнергии	$\cos\phi$	$\text{tg } \phi$
Квартиры с электрическими плитами	0,98	0,2
Квартиры с плитами на газообразном или твердом топливе	0,96	0,29
Хозяйственные насосы, вентиляционные и другие санитарно-технические устройства	0,8	0,75
Лифты	0,65	1,17

Расчетная электрическая нагрузка жилых домов микрорайона (квартала) $P_{р.мр.}$, кВт, приведенная к шинам напряжением 0,4 кВ ТП, ориентировочно может определяться по формул

$$P_{р.мр.} = P_{р.ж.д.уд} \cdot F_{мр} \cdot 10^{-3} \quad (6)$$

где $P_{р.ж.д.уд}$ – удельная расчетная нагрузка жилых домов, Вт/м²;
 $F_{мр}$ – общая площадь жилых домов микрорайона, м².

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий (помещений) следует принимать по проектам электрооборудования этих зданий

Расчетные электрические нагрузки на вводе в общественные здания или встроенные в жилые дома предприятия определяются по укрупненным средним нагрузкам по выражению:

$$P_{зд} = p_{зд.уд} \cdot M$$

где $p_{зд.уд}$ - удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир (домов), кВт/кв.;
 M - количественный показатель.

Таблица 6

Удельные расчетные нагрузки общественных зданий

№п/п	Общественные здания	Удельная нагрузка	Расчетные коэффициенты	
			cosφ	tg φ
1	Учреждения образования, кВт/учащегося			
	Общеобразовательные школы:			
	с электрифицированными столовыми и спортзалами	0,25	0,95	0,33
	без электрифицированных столовых и спортзалов	0,17	0,92	0,43
	с буфетами и спортзалами	0,17	0,92	0,43
	без буфетов и спортзалов	0,15	0,92	0,43
	Профессионально-технические училища со столовыми	0,46	0,8 – 0,92	0,75 – 0,43
	Детские дошкольные учреждения	0,46	0,97	0,25
2	Предприятия торговли, кВт/м ²			
	Продовольственные магазины:			
	без кондиционирования воздуха	0,23	0,82	0,7
	с кондиционированием воздуха	0,25	0,8	0,75
	Непродовольственные магазины:			
	без кондиционирования воздуха	0,14	0,92	0,43
	с кондиционированием воздуха	0,16	0,9	0,48
3	Предприятия общественного питания, кВт/место			
	Полностью электрифицированные с количеством посадочных мест:			
Продолжение табл. 6				
1	2	3	4	5
	до 400	1,04	0,98	0,2
	500 – 1000	0,86	0,98	0,2
	более 1000	0,75	0,98	0,2
	Частично электрифицированные (с плитами на газообразном топливе) с количеством посадочных мест:			
	до 100	0,9	0,95	0,33
	100 – 400	0,81	0,95	0,33
	500–1000	0,69	0,95	0,33
	более 1000	0,56	0,95	0,33
4	Предприятия коммунально-бытового обслуживания			
	Фабрики химчистки и прачечные, кВт/кг вещей	0,075	0,8	0,75
	Парикмахерские, кВт/рабочее место	1,5	0,97	0,25
5	Учреждения культуры и искусства, кВт/место			
	Кинотеатры и киноконцертные залы:			
	без кондиционирования воздуха	0,12	0,95	0,33
	с кондиционированием воздуха	0,14	0,92	0,43
	Клубы	0,46	0,92	0,43
6	Здания и помещения учреждений управления, проектных и конструкторских организаций, кредитнофинансовых учреждений и предприятий связи, кВт/м ²			
	без кондиционирования воздуха	0,043	0,9	0,48
	с кондиционированием воздуха	0,054	0,87	0,57
7	Учреждения жилищно-коммунального хозяйства, кВт/место			
	Гостиницы:			
	без кондиционирования воздуха (без ресторанов)	0,34	0,9	0,48
	с кондиционированием воздуха	0,46	0,85	0,62

Расчетные электрические нагрузки линий напряжением до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяют по формуле:

$$P_{р.л} = P_{зд\ max} + \sum K_{yi} \cdot P_{зdi} \quad (7)$$

где $P_{зд\ max}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии;
 $P_{зdi}$ – расчетная нагрузка остальных зданий, питаемых по линии;
 K_{yi} – коэффициент участия в максимуме (принимают по справочным данным).

Расчетные электрические нагрузки ТП 10(6)/0,4 кВ на шинах низшего напряжения определяют умножением суммарной нагрузки на шинах низшего напряжения на коэффициент участия в максимуме. Для наиболее распространенных однотономных и двухтономных ТП коэффициент совмещения максимума равнее 0,9.

Расчетная нагрузка может определяться также с использованием удельных показателей.

Укрупненная расчетная электрическая нагрузка микрорайона (квартала).

$P_{р.мр.}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП определяется по формуле

$$P_{р.мр.} = (P_{р.ж.зд.уд.} + P_{общ.зд.уд.}) \cdot S \cdot 10^{-3}$$

где: $P_{общ.зд.уд.}$ - удельная нагрузка общественных зданий микрорайонного значения, принимаемая 6 Вт/м²;

S - общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала), м².

В укрупненных нагрузках общественных зданий микрорайонного значения учтены предприятия торговли и общественного питания, детские ясли-сады, школы, аптеки, раздаточные пункты молочных кухонь, приемные и ремонтные пункты, жилищно-эксплуатационные конторы (управления) и другие учреждения согласно СНиП по планировке и застройке городских и сельских поселений, а также объекты транспортного обслуживания (гаражи и открытые площадки для хранения автомашин).

Расчетные электрические нагрузки линий и распределительных пунктов 6..10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по табл. 7.

Таблица 7

Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок городских сетей и промышленных предприятий

Максимум нагрузки	Отношение расчетной нагрузки предприятий к нагрузке городской сети				
	0,2	0,6	1	1,5	3
Утренний	0,75/0,6	0,8/0,7	0,85/0,75	0,55	0,88/0,8
Вечерний	0,85...0,9	0,65...0,85	...0,8	0,45...0,76	0,92/0,87

Примечание. В строке для утреннего максимума в числителе приведены коэффициенты для жилых домов с электроплитами, в знаменателе - с плитами на газовом или твердом топливе. В строке для вечернего максимума меньшие значения коэффициентов следует принимать при наличии промышленных предприятий с односменным режимом работы, большие - когда все предприятия имеют двух- или трехсменный режим работы.

Расчет электрических нагрузок предприятий ЖКХ

Электрические нагрузки коммунально-хозяйственных предприятий определяются по специальным методикам.

Определение расчетной нагрузки квартальных котельных базируется на материалах Генплана или схемы теплоснабжения рассматриваемого района города, где указываются тепловая нагрузка района, принятая система

теплоснабжения (закрытая или открытая), вид теплоносителя и используемое топливо для котельной. Тепловая нагрузка устанавливается на основании действующих удельных норм теплового потребления и числа жителей района.

Электрическая нагрузка котельной включает в себя две составляющие: нагрузку сетевых насосов $P_{с.к}$ и нагрузку остальных электроприемников котельной $P_{0,к}$.

Нагрузка сетевых насосов

$$P_{сн} = p_{с.уд} Q,$$

где $p_{с.уд}$ — удельная расчетная нагрузка сетевых насосов, кВт/(Гкал/ч);

Q — расчетная тепловая нагрузка района, Гкал/ч.

При отсутствии на трассе тепловой сети подкачивающих насосов

$$P_{с.уд} = 0,92(L + 4,5)$$

при наличии подкачивающих насосов

$$P_{с.уд} = 0,688(L + 5,96) - 0,027\Delta Z,$$

где L — длина тепловой сети от котельной до геометрического центра района теплоснабжения, км; ΔZ — разность отметок котельной и наиболее удаленного потребителя тепла.

Расчетная нагрузка остальных электроприемников котельной $P_{0,к} = P_{0,уд} Q$,

где $p_{0,уд}$ — удельная расчетная нагрузка котельной без сетевых насосов, кВт/(Гкал/ч).

Суммарная расчетная электрическая нагрузка котельной

$$P_{к} = P_{с.к} + P_{0,к}.$$

Для предварительных расчетов электрической нагрузки отопительных котельных с теплоносителем — водой можно использовать усредненные данные $p_{к,уд}$. В этом случае суммарная расчетная нагрузка котельной определится как

$$P_{к} = P_{к,уд} Q.$$

Расчет электрических нагрузок электрифицированного транспорта

Расчетная нагрузка тяговой подстанции городского электрифицированного транспорта зависит от принятой системы питания тяговой сети. Различают децентрализованную и централизованную системы питания.

При децентрализованной системе каждая секция контактной сети питается от двух соседних тяговых ПС и предусматривается взаимное резервирование ПС по проводам контактной сети. Для централизованной системы каждая тяговая ПС осуществляет автономное питание тяговой сети без взаимного резервирования. При централизованной системе питания тяговая ПС используется для совместного питания тяговой сети трамвая и троллейбуса.

Расчетная нагрузка тяговой ПС определяется исходя из рабочего тока тяговой сети:

$$I_{пс т.с.} = I_{т.с.} \cdot N \cdot L,$$

где $I_{т.с.}$ — расчетная линейная плотность тока, А/км; L — суммарная протяженность контактной сети трамвая и троллейбуса, км; N — расчетная частота движения подвижного состава.

Как правило, плотность тока для трамвая (один вагон) принимается $I_{трм} = 8,4$ А/км, для троллейбуса $I_{трл} = 10$ А/км. Расчетная частота движения принимается для трамвая $N_{трм} = 30$ пар поездов/ч (два вагона), для троллейбуса $N_{трл} = 40$ машин/ч.

Тогда суммарная нагрузка тяговой сети будет равна

$$P_{т.с.} = 0,6 I_{пс т.с.},$$

где 0,6 кВ — напряжение тяговой сети.

Расчетная нагрузка тяговой ПС окончательно составит

$$P_{пс} = P_{т.с.} \cdot 1,3 / 0,8,$$

где 1,3 — коэффициент, учитывающий зимний минимум нагрузки; 0,8 — коэффициент, учитывающий возможную перегрузку вагонов трамвая или троллейбуса.

Применяемые в настоящее время методы расчета нагрузки промышленных предприятий могут быть разбиты на две группы.

Первая группа содержит точные методы, в которых расчетная нагрузка определяется на основе средней нагрузки с использованием соответствующих коэффициентов или с учетом рассеяния расчетного максимума нагрузки от ее среднего значения.

Вторая группа включает в себя приближенные методы, базирующиеся на использовании показателя установленной мощности электроприемников с введением уточняющего коэффициента или на основе обобщающих показателей, связанных с технологическим процессом предприятия.

Расчет осветительной нагрузки

Расчетная нагрузка сетей наружного освещения города определяется как сумма мощностей осветительных установок с учетом коэффициента спроса, равного 1. При этом мощность определяется светотехническим расчетом с учетом характера освещаемой территории города, действующих норм освещенности, типа и параметров используемых светильников.

В результате светотехнического расчета устанавливается удельная мощность освещения, относимая к 1 м² освещаемой поверхности рассматриваемой территории:

$$P_{ос} = (P_n + \Delta P_{ПРА}) \frac{mM}{lb}$$

где P_n — номинальная мощность лампы, Вт; $\Delta P_{ПРА}$ — потери мощности газоразрядных ламп, Вт; m — число светильников фонаря, относящихся к одному ряду; M — число рядов светильников; l — шаг фонарей отдельных светильников, м; b — ширина проезжей части улицы, тротуара и т. п.

Удельную мощность установки определяют для всех участков улиц, отличающихся схемой размещения светильников, их мощностью.

В результате мощность установки

$$P = P \cdot S \cdot 10^{-3},$$

где S — площадь освещаемой территории, м².

Тогда расчетная нагрузка сети наружного освещения

$$P_{осв} = \sum_{i=1}^n P_{уст},$$

где n — число установок, питание которых предусматривается от рассматриваемого элемента системы электроснабжения.

Как правило, при расчетах параметров установок наружного освещения современной застройки городов используются типовые решения в зависимости от характера рассматриваемой городской территории.

При этом для различных вариантов осветительных установок указываются их электрические параметры: удельная установленная мощность освещения (на 1 м² освещаемой территории и 1 км длины установки).

Определение электрических нагрузок сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей

Для определения нагрузок сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей используются «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения».

Расчет нагрузки, потребляемой жилыми домами, рассчитывается методом коэффициента одновременности по формулам,

$$P_{\Sigma} = k_o \cdot n \cdot P,$$

$$Q_{\Sigma} = k_o \cdot n \cdot Q,$$

(8)

где n — количество домов;

k_o — коэффициент одновременности;

P — активная мощность одного дома, кВт;

Q — реактивная мощность одного дома, квар.

Для освещения улицы в темное время суток необходимо принять тип светильников и тип источника света, а также высоту подвеса.

Мощность, уличного освещения определяется по формулам,

$$P_{yo} = P_{y\partial} \cdot L ,$$

$$Q_{yo} = P_{yo} \cdot tg\varphi ,$$
(9)

где $P_{y\partial}$ – удельная мощность уличного освещения, Вт/м;

L – длина улицы, м;

$tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности светильника.

Активная мощность необходимая для освещения приусадебных участков определяется по формуле,

$$P_{ocв} = k_o \cdot n \cdot \Pi \cdot P_{y\partial.o} ,$$
(10)

где Π – периметр приусадебного участка, м,

n – количество домов,

$P_{y\partial.o}$ – удельная мощность освещения приусадебных участков, Вт/п.м.

Реактивная мощность необходимая для освещения приусадебных участков определяется по формуле,

$$Q_{ocв} = P_{ocв} \cdot tg\varphi ,$$
(11)

Для определения расчётного вечернего максимума активной и реактивной мощностей расчётного населённого пункта с учётом нагрузки уличного освещения и освещения приусадебных участков необходимо просуммировать данные нагрузки,

$$P_{\varepsilon} = P_{\Sigma} + P_{yo} + \Delta P_{ocв} ,$$
(12)

$$Q_{\varepsilon} = Q_{\Sigma} + Q_{yo} + \Delta Q_{ocв}$$
(13)

Полная потребляемая мощность расчётного населённого пункта для дневного и вечернего максимумов определяется по формуле,

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$
(14)

Таблица 8

Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ

Наименование Потребителей.	Количество потребителей.										
	1	2	5	7	10	15	20	50	100	200	500
Жилые дома с нагрузкой на вводе: до 2,2 кВт.	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
свыше 2,2 кВт.	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,19
То же, с электроплитами и водонагревателями.	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители.	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

Таблица 9

Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 6-20 кВ

Количество Т.П.	2	3	5	10	20	≤25
Коэффициент одновременности, k_o	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблица 10

Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 35-110 кВ

Количество подстанций 110-35/10 или линий 35, 110 кВ.	2	3	≤4
Коэффициент одновременности.	0,97	0,95	0,9

Конструктивное выполнение элементов городских электрических сетей

В настоящее время выработаны установившиеся принципы выполнения элементов электрических сетей городов и поселков. Воздушные линии напряжением 110(35) кВ и выше выполняют, как правило, двухцепными с размещением линий в закрепленных на территории города коридорах, в основном за пределами селитебных территорий.

Для крупных городов при необходимости прокладки линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше в пределах селитебной территории рекомендуется использовать маслonaполненные кабельные линии, а также кабельные линии с пластмассовой изоляцией. Прокладка кабельных линий напряжением 110 кВ и выше производится в разделительных полосах проезжей части улиц. Допускается прокладка кабельных линий в существующих районах под проезжей частью улиц или в специальной канализации и в коллекторах совместно с другими подземными коммуникациями с учетом действующих требований к такого рода сооружениям.

Подстанции глубокого ввода напряжением 110 кВ и выше с трансформаторами мощностью 25 000 кВ · А и более, а также пункты перехода ВЛ в кабельные указанного напряжения, размещаемые на селитебной территории, предусматривают закрытого типа.

Расстояние от подстанции напряжением 110(35) кВ и выше до жилых и общественных зданий принимают с учетом обеспечения действующих нормативов на допустимый уровень шума на границе жилых районов. От подстанций, размещаемых на территории промышленных предприятий и предназначенных также для электроснабжения района города, предусматриваются коридоры для прокладки кабельных линий и самостоятельные проезды к их территории. На территории города на подходах к подстанциям и переходным пунктам напряжением 110(35) кВ также устраиваются технические коридоры и полосы для ввода и вывода воздушных и кабельных линий.

Электрические сети напряжением до 20 кВ включительно на селитебной территории городов, поселков, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше, как правило, выполняют кабельными, в районе застройки зданиями до 3 этажей — воздушными. В последнем случае провода воздушных линий напряжением до 1 кВ должны, как правило, располагаться на общих опорах с проводами наружного освещения. Для воздушных линий применяют железобетонные или деревянные опоры.

В распределительных сетях напряжением 10(6)—20 кВ сечение кабелей с алюминиевыми жилами при прокладке в траншеях принимают не менее 35 мм². Распределительные сети 10(6)—20 кВ предусматривают с учетом изменений сечений кабелей вдоль линий, но при этом на каждой линии допускается не более трех разных сечений. Кабели прокладывают непосредственно в земле, в траншеях. При наличии технико-экономических обоснований допускается прокладка кабелей напряжением 0,4 — 20 кВ в каналах, блоках, коллекторах и туннелях, а транзитных кабелей 0,4 кВ также в подвалах и технических подпольях жилых и общественных зданий.

Кабельные линии от ЦП до РП в земле, как правило, прокладывают по разным трассам. В виде исключения допускается прокладка по общей трассе, но в разных траншеях. При переходе через дороги с усовершенствованными покрытиями для замены кабелей без вскрытия дорожных покрытий предусматривают прокладку в одной траншее с кабелями резервных труб (без резервных отрезков кабеля) с плотно закрытыми устьями отверстий (при числе кабелей до трех — одной трубы, а при числе кабелей больше трех — двух труб).

Подстанции ТП, РП, а также опоры для воздушных линий всех напряжений должны быть, как правило, типовыми. Наряду с кирпичными, панельными, блочными и другими

ТП рекомендуется применять КТПН заводского изготовления; в районах с воздушными сетями применяют мачтовые ТП.

В составе генерального плана города и поселка обязательно рассматриваются основные вопросы перспективного развития его системы электроснабжения, включая баланс электрических нагрузок всех потребителей и источники их покрытия. На плане города и поселка при этом предусматриваются территории для размещения электросетевых объектов: коридоров для трасс

воздушных линий электропередачи, зон для кабельных линий, площадок для подстанций и баз предприятий электрических сетей.

Проектирование городских сетей осуществляется комплексно, т. е. выполняется увязка электроснабжающих сетей 110(35) кВ и выше и сетей 10(6) —220 кВ между собой. При распределении основных принципов развития сетей на расчетный период генерального плана города и поселка для ориентировочной оценки ожидаемых нагрузок исходят из среднегодовых темпов роста нагрузок, принимаемых для характерных районов города на основании анализа их изменения за прошедшие 10—15 лет, материалов генерального плана и перспективных планов развития народного хозяйства. В проектах должна предусматриваться возможность этапного развития системы электроснабжения по мере роста нагрузок на длительную перспективу без коренного переустройства электросетевых сооружений на каждом этапе.

Построение системы электроснабжения производят таким образом, чтобы в нормальном режиме все элементы системы находились под нагрузкой с максимально возможным использованием пропускной способности этих элементов. Резервирование питания электроприемников потребителей предусматривается в соответствии с их категоричностью при минимальных затратах средств и электрооборудования. Применение резервных линий и трансформаторов, не несущих нагрузку, допускают, как исключение, при наличии технико-экономических обоснований. При реконструкции действующих сетей максимально используют существующие электросетевые сооружения.

Для города на основе генерального плана, проектов планировки и застройки в увязке со схемой развития электрических сетей электросистемы разрабатывается схема развития городских электрических сетей напряжением 10(6) —20 кВ и выше на текущую и следующую пятилетку с выделением очередности строительства. В схеме рассматриваются основные принципы развития сетей генерального плана города. Допускается разработка схемы развития электрических сетей напряжением 110(35) кВ и выше и схемы развития электрических сетей напряжением 10(6) —20 кВ в виде двух самостоятельных взаимосвязанных работ. На основе схемы развития сетей разрабатываются рабочие проекты отдельных элементов сети.

Проект реконструкции и расширения городской электрической сети разрабатывается в две стадии: проект со сводным сметным расчетом стоимости строительства и рабочая документация со сметами. Для малых городов и поселков допускается одностадийное проектирование — разработка рабочих проектов. В схеме (проекте, рабочих чертежах) рассматриваются: существующие системы электроснабжения; активные и реактивные электрические нагрузки с районированием по ЦП и источники их покрытия; выбор схемы электроснабжающих сетей районов города и поселка с определением количества, мощности, напряжения и места расположения ЦП, при необходимости РП; выбор схемы, конфигурации и параметров сетей напряжением 10(6) —20 кВ, а в необходимых случаях и сетей напряжением 0,4 кВ; регулирование напряжения; компенсация реактивных нагрузок; режим работы нейтрали и компенсация емкостных токов в цепи; токи короткого замыкания; учет электроэнергии; релейная защита и автоматика сети; молниезащита и заземление сети; диспетчеризация и телемеханизация сети; мероприятия по гражданской обороне; организация эксплуатации сети; организация строительства; сводка (паспорт) основных и удельных технико-экономических показателей сети; ведомости на основное оборудование и материалы; расчет стоимости строительства (сметы и сводный сметный расчет стоимости). Объем графического материала включает в себя: схемы электрических соединений и конфигурацию сетей напряжением 110(35) кВ и выше на плане города и поселка с указанием нагрузок по элементам сети; схемы электрических соединений и конфигурации сетей напряжением 10(6) —20 кВ на плане города и поселка (при необходимости и сетей напряжением 0,4 кВ) с указанием нагрузок по элементам сети.

Проектирование электрических сетей напряжением до 20 кВ в новых жилых районах (микрорайонах) и сетей внешнего электроснабжения коммунальных, промышленных и других предприятий в селитебной зоне городов и поселков выполняется в составе проектов застройки района (микрорайона) и проектов предприятий в соответствии со схемой развития электрических сетей. Технические условия на присоединение новых мощностей выдаются на основе

утвержденной в установленном порядке схемы развития электрических сетей города и поселка или проекта реконструкции и расширения электрических сетей. При проведении расчетов городских сетей исходят из следующих положений. Сечения проводов и кабелей в городских электрических сетях выбирают по длительно допустимому току в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах и допустимым отклонениям напряжения. Линии напряжением выше 1 кВ также проверяются по экономической плотности тока и токам короткого замыкания. Кабельные линии с пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ проверяют по токам короткого замыкания.

Электрические сети напряжением до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали проверяют также на обеспечение автоматического отключения поврежденного участка при однополюсных замыканиях.

При проверке кабельных линий по длительно допустимому току нагрева учитывают поправочные коэффициенты на реальную температуру почвы в период расчетного максимума нагрузки и удельное тепловое сопротивление грунта.

Городские электрические сети обеспечивают на зажимах присоединенных к ним приемников электроэнергии в нормальном режиме отклонения напряжения (% номинального напряжения сети), не превышающие: для основной массы электроприемников $\pm 5\%$; на зажимах приборов рабочего освещения, установленных в производственных помещениях и общественных зданиях, где требуется значительное напряжение зрения, а также в прожекторных установках наружного освещения от $-2,5$ до $4-5\%$; на зажимах электродвигателей и аппаратов для их пуска и управления от -5 до $+10\%$. Для электроприемников, которые подключены к воздушным сетям в районах усадебной застройки городов и поселков или получают питание от тяговых подстанций электрифицированного транспорта, допускают отклонения напряжения в пределах соответственно $\pm 7,5$ и от $-7,5$ до $+10\%$. В этих случаях не менее чем у 50% указанных электроприемников (по общей мощности) отклонения напряжения должны быть не более $+5\%$.

Расчеты электрических сетей на отклонения напряжения производятся для режимов максимальных и минимальных нагрузок. При отсутствии необходимых данных принимают нагрузку в минимальном режиме в пределах 25 — 30% максимальной.

Предварительный выбор сечений проводов и кабелей производят, исходя из средних значений предельных потерь напряжения в нормальном режиме: в сетях напряжением $10(6)$ - 20 кВ не более 6% , в сетях $0,4$ кВ (от ТП до вводов в здания) не более 4 — 6% .

Большие значения относятся к линиям, питающим здания с малой потерей напряжения во внутридомовых сетях (малоэтажные и односекционные здания), меньшие значения — к линиям, питающим здания с большей потерей напряжения во внутридомовых сетях (многоэтажные, многосекционные жилые здания, крупные общественные здания и учреждения).

На шинах напряжением $10(6)$ — 20 кВ ЦП желательно иметь встречное автоматическое регулирование напряжения, глубина которого определяется составом потребителей и параметрами сети. В отдельных случаях, когда в рационально выполненной сети с централизованным встречным регулированием напряжения на шинах ЦП не обеспечиваются нормированные отклонения напряжения, применяют дополнительные средства местного регулирования напряжения, в первую очередь батареи статических конденсаторов.

В жилых домах и общественных зданиях, включая индивидуальные и центральные тепловые пункты, компенсация мощности не предусматривается. Важным вопросом проектирования сети городского электроснабжения является выбор напряжения с учетом перспективы развития города и поселка в пределах расчетного срока их генерального плана и системы напряжений, принятой в энергосистеме: 110 — 220 — 500 кВ или 110 — 330 — 750 кВ. Выбор напряжения системы электроснабжения города и поселка производится с учетом сокращения количества трансформаций электроэнергии и ликвидации напряжений 6 и 35 кВ с переводом действующих сетей 6 и 35 кВ на повышенное напряжение 10 и 110 кВ. Для большинства городов и поселков на ближайший период наиболее целесообразной является система напряжений 220 — $110/10$ кВ; для крупных городов $500/220-110/10$ кВ или $330/110/10$ кВ. Напряжение 35 кВ в городе и поселке может быть сохранено в исключительных случаях при

технико-экономических обоснованиях, например в случаях питания близко расположенных сельскохозяйственных районов. Число городских понижающих подстанций напряжением 35 кВ в этом случае должно быть предельно ограниченным.

В проектах при наличии решения о переходе на повышенное напряжение оборудования кабели должны приниматься на перспективное номинальное напряжение. В новых районах застройки напряжения сетей принимается не ниже 10 кВ независимо от напряжения сети в существующей части города. При расширении и реконструкции действующих сетей напряжением 6 кВ следует предусматривать их перевод на напряжение 10 кВ с использованием установленного оборудования и кабелей 6 кВ. Сохранение напряжения 6 кВ допускается, как исключение, при соответствующих технико-экономических обоснованиях.

Надежность электроснабжения городских потребителей должна соответствовать ПУЭ, согласно которым электроприемники делятся на три категории.

При рассмотрении надежности электроснабжения коммунально-бытовых потребителей к соответствующей категории относят как отдельные электроприемники, так и группу электроприемников. Под группой электроприемников понимается их совокупность, характеризующаяся одинаковыми требованиями к надежности электроснабжения (например, электроприемники операционных, родильных отделений и др.). В отдельных случаях в качестве группы электроприемников рассматриваются потребители в целом (например, водопроводная насосная станция, детское учреждение и др.). Требования к надежности электроснабжения отдельных электроприемников высшей категории недопустимо распространять на все остальные электроприемники потребителей.

Требования к надежности электроснабжения определяются применительно к вводу устройству электроприемника или вводу устройству группы электроприемников (потребителю).

Принципы построения систем электроснабжения городов

В соответствии с действующими строительными нормами и правилами проектируют, планируют и застраивают города и поселки. В зависимости от размера города для питания потребителей, расположенных на его территории, предусматривается система электроснабжения (рис. 1) — совокупность трансформаторных подстанций и электрических сетей различных напряжений. Общую систему электроснабжения обычно делят на две части: к первой относят электрические сети и понижающие подстанции 35-220 кВ (зона А на рис. 1).

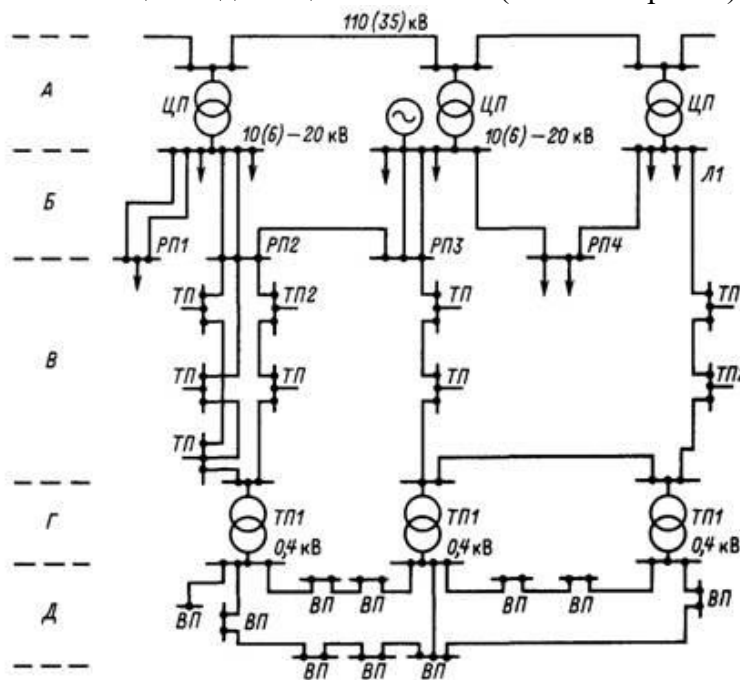


Рис 16 Принципиальная схема электроснабжения города

Совокупность этих сетей называют электроснабжающими сетями. Сборные шины 10(6) — 20 кВ подстанции являются центрами питания (ЦП) городских сетей. Электроснабжающие сети предназначены для распределения энергии между районами города.

Независимым источником питания называют источник питания данного объекта, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентированных ПУЭ для после- аварийного режима, при исчезновении его на других источниках питания объекта. Независимыми источниками питания являются две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих условий:

- а) каждая секция (система шин) в свою очередь имеет питание от независимого источника;
- б) секции (системы шин) не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной секции (системы шин).

Ко второй части системы электроснабжения относят питающие сети 10(6) — 20 кВ и распределительные сети 20 — 0,4 кВ (зоны Б В Г и Д на рис. 16). Эта часть системы электроснабжения предназначена для распределения электроэнергии непосредственно среди потребителей или отдельных групп потребителей. Границы этой части системы начинаются на сборных шинах 10(6) — 20 кВ центров питания и заканчиваются на вводе к потребителю.

Для крупных городов построение сети 10(6) — 20 кВ выполняется по двухзвеневому принципу питающей сети 10(6) — 20 кВ (зона Б на рис 16) и распределительной сети такую же напряжения (зона В на рис. 16). Этот принцип предусматривает сооружение распределительных пунктов. Распределительным пунктом (РП) городской электрической сети называется распределительное устройство напряжением 10(6) — 20 кВ, предназначенное для приема электроэнергии от центра питания и передачи ее в распределительную сеть без трансформации и преобразования. На рис. 16 распределительные пункты РП2 и РП3 и питающие их сети используются для питания распределительной сети общего назначения, а РП1 и РП4 и их питающие сети — для электроснабжения самостоятельных потребителей.

Питающие линии соединяют ЦП с РП, а распределительные линии соединяют ЦП или РП с трансформаторными подстанциями (ТП), а также ТП с вводами потребителей (ВП на рис. 16).

Трансформаторной подстанцией городской распределительной сети называется подстанция, в которой электроэнергия трансформируется с высшего напряжения [10(6) — 20 кВ] на низшее (0,4 кВ) и распределяется на этом напряжении (зона Д на рис. 16). При отсутствии в средних и небольших городах РП и, следовательно, питающей сети распределительная сеть начинается непосредственно с шин 10(6) — 20 кВ ЦП. На рис. 16 питание распределительной линии Л1 осуществляется от шин ЦП.

По распределительной сети 10(6) — 20 кВ производится питание ТП, которые, в свою очередь, могут использоваться для питания распределительной сети 0,4 кВ общего пользования. Такие ТП на рис. 16 обозначены ТП1. От этой же сети может осуществляться питание подстанций отдельных потребителей.

В последние годы в электрических сетях городов начали применяться так называемые глубокие вводы. Глубоким вводом называется система электроснабжения с приближением напряжения 110 — 220 кВ к центрам нагрузок потребителей с наименьшим количеством ступеней промежуточной трансформации. Применение глубоких вводов вызвано ограниченностью радиуса действия распределительной сети 10(6) — 20 кВ при большой плотности нагрузки потребителей.

Городские электрические сети напряжением 10(6) — 35 кВ выполняются трехфазными с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью. Компенсация емкостных токов применяется в соответствии с требованиями. Сети напряжением до 1 кВ выполняются трехфазными четырехпроводными с глухим заземлением нейтрали напряжением 380/220 В. Действующие сети 220/127 В необходимо переводить на напряжение 380/220 В.

В городских распределительных сетях применяют трансформаторы со схемой соединений обмоток «звезда — зигзаг» и «треугольник — звезда». Трансформаторы со схемой соединений обмоток «звезда — звезда» используют в условиях перевода сети 6 кВ на напряжение 10 кВ (при переключении обмоток), а также при преобладании нагрузок трехфазных потребителей.

Считается рациональным сооружение системы отдельными этапами, исходя из увеличения нагрузки в два, три, четыре раза и далее, не привязывая начало сооружения каждого этапа к календарному сроку, а в зависимости от реальных темпов роста нагрузки. На одном из этапов при необходимости может быть предусмотрено преобразование системы электроснабжения по другому принципу.

Существенным требованием является необходимость поддержания мощности короткого замыкания в пределах, допустимых для используемой аппаратуры на всех стадиях развития системы. Последнее может осуществляться в результате деления системы на части, отдельной работы трансформаторов, использования реакторов и так далее (в зависимости от этапа развития системы). При всех расчетных режимах работы системы должно обеспечиваться требуемое качество энергии, передаваемой потребителям.

Требуемый уровень напряжения обеспечивается соответствующим выбором параметров отдельных элементов системы, а также в результате установки на ЦП трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой, использования конденсаторных установок промышленных предприятий и при необходимости другими мерами регулирования напряжения.

При выборе отдельных элементов системы электроснабжения необходимо стремиться к осуществлению совместного питания различных групп потребителей. Между тем до настоящего времени отмечается использование отдельных элементов системы (линий, подстанций) для обособленного питания потребителей, что определяется различной ведомственной подчиненностью потребителей. Последнее ведет к созданию в сетях необоснованных резервов.

Для представления о возможных путях решения проблемы рационального осуществления электроснабжения города на примере некоторых крупных городов рассмотрим различные принципы электроснабжения.

Перед рассмотрением конкретных систем электроснабжения городов отметим основные особенности осуществления их низших ступеней, т. е. распределительных сетей 6—10 кВ, а также элементов питания самостоятельных потребителей.

Основные принципы построения распределительных сетей напряжением 6—10 кВ достаточно хорошо известны. Эти сети предназначаются для электроснабжения коммунально-бытовых и мелких промышленных потребителей города. В их состав включаются также сети 6—10 кВ, составляющие систему электроснабжения средних и крупных промышленных предприятий, расположенных на территории города.

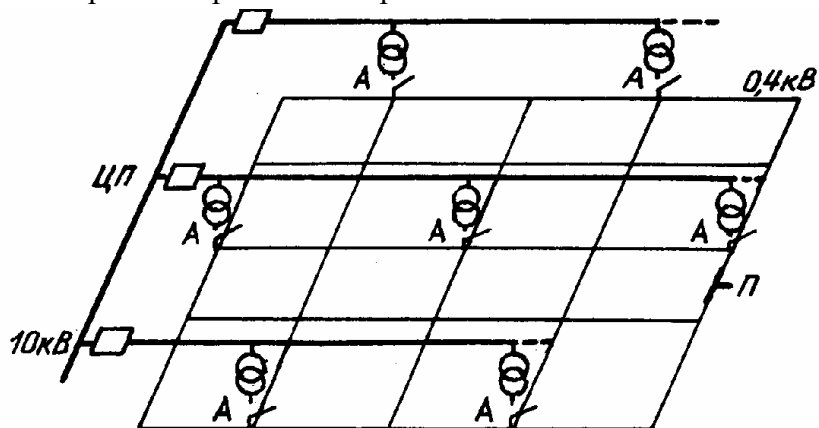
В соответствии с РД для отечественных городов выполнение таких сетей регламентировано по так называемому принципу петлевой схемы (имеется в виду двустороннее питание каждой ТП по сети 6—10 кВ). В сети 0,38 кВ предусматривается одно- и двустороннее питание потребителей в зависимости от характера их электроприемников. Петлевая сеть 0,38 кВ может опираться на разные ТП, что увеличивает надежность электроснабжения потребителей. В рассматриваемой сети резервирование трансформатора ТП предусматривается через сеть 0,38 кВ. Объем резервирования определяется местными условиями. Наличие развитой сети 0,38 кВ создает условия для осуществления параллельной работы трансформаторов ТП через сеть 0,38 кВ. В таком случае сеть называется полузакнутой.

В связи с непрерывным ростом электрификации городских потребителей увеличиваются требования к надежности их электроснабжения. В результате возникает необходимость в более глубоком резервировании распределительных сетей и использовании в таких сетях средств автоматики для ввода резервных элементов при нарушениях нормального режима сети. Внедрение автоматизированных сетей связано с дополнительными капитальными затратами, допустимое значение которых по сравнению со стоимостью петлевых сетей указано в РД.

В отечественных условиях решение вопросов автоматизации распределительных сетей пошло по пути выполнения сетей по так называемой многолучевой схеме с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ или 0,38 кВ. При этом практика сооружения таких сетей показала, что их стоимость значительно превышает значения, регламентированные РД.

Представляется, что реализовать эти требования можно путем выполнения распределительных сетей по так называемой замкнутой схеме при напряжении 0,38 кВ. Принцип

построения такой сети указан на рис. 17. В данном случае предусматривается сочетание радиальной сети 6—10 кВ с замкнутой сетью 0,38 кВ. При этом резервирование линий 6—10 кВ и трансформаторов ТП осуществляется через сеть 0,38 кВ, параметры которой выбираются с учетом этого условия. Селективность в работе защиты сети 0,38 кВ и автоматическое восстановление электроснабжения обеспечиваются автоматом обратной мощности, устанавливаемым в каждой ТП на трансформаторе со стороны вторичного напряжения.



Принцип построения замкнутой сети 0,38 кВ

Рис. 17 Принцип построения замкнутой сети 0,38 кВ

Замкнутые сети создают весьма высокую надежность электроснабжения потребителей и допускают предельное упрощение конструктивного выполнения ТП, что сказывается на стоимости сетей. При этом следует отметить, что конструктивное выполнение замкнутых сетей значительно отличается от конструктивного выполнения отечественных сетей. Как видно из рис., распределительные сети 6—10 кВ выполняются радиальными, а ТП присоединяются с помощью ответвлений линий. Такое выполнение сокращает протяженность сети 6—10 кВ на 10—20 %, в зависимости от местных условий, против выполнения распределительной сети с использованием петлевых линий 6—10 кВ и их завода двумя концами в каждую ТП.

Присоединение ТП к распределительной линии 6—10 кВ с помощью ответвлений исключает необходимость РУ 6—10 кВ в ТП. Поэтому за рубежом в замкнутых сетях применяются КТПН, выполненные в виде одного аппарата. При этом кабель 6—10 кВ заходит непосредственно в бак трансформатора и на баке, кроме того, устанавливается РУ напряжением 0,38 кВ. Такие комплекты аппаратов коренным образом решают вопросы безопасности обслуживающего персонала (РУ 6—10 кВ в ТП отсутствует), а также эксплуатации распределительной сети. В частности, при наличии рассматриваемых КТПН никаких ремонтных работ на месте их установки не производится. При возникновении повреждений производится замена блока с поврежденным элементом или замена целиком КТПН. Стоимость эксплуатации сетей значительно снижается.

К сожалению, замкнутые сети в отечественных городах широко не распространены. В результате потенциальные возможности упрощения распределительных сетей, снижения стоимости сооружения и применения более совершенных методов их эксплуатации остаются нереализованными.

В этой связи следует также отметить, что отечественные городские сети выполняются по двухзвенному принципу, т. е. распределительные сети 6—10 кВ дополняются промежуточным звеном, так называемыми питающими сетями того же напряжения. Если использование питающих сетей 6—10 кВ в системах электроснабжения крупных общественно-коммунальных объектов и промышленных предприятий является неизбежным и диктуется значением электрической нагрузки этих потребителей, то для распределительных сетей общего назначения введение указанного промежуточного звена нецелесообразно. Эта нецелесообразность усиливается вместе с ростом плотности нагрузки городских районов, так как последнее обуславливает увеличение

мощности трансформаторов ТП. В зарубежной практике питающие сети 6—10 кВ не применяются.

В составе городских потребителей все больше появляются электроприемники, предъявляющие весьма жесткие требования к надежности электроснабжения и качеству электрической энергии. К ним относятся операционные отделения с аппаратурой для реанимации больных, вычислительные центры, средства связи и т. п. Для таких установок возможно применение автономных источников наряду с независимыми источниками энергосистемы. В качестве автономных источников применяются дизельные электростанции с автоматическим запуском, аккумуляторные батареи.

Для электроприемников, не допускающих перерывов электроснабжения и требующих энергии весьма высокого качества, разработаны специальные устройства гарантированного электроснабжения (УГЭ). Схема одного из возможных вариантов такого устройства представлена на рис. 18

Устройство имеет две цепи, которые присоединяются к разным источникам питания ИП₁ и ИП₂. В нормальном режиме питание производится от источника ИП₁ по цепи выпрямитель (В) — инвертор (И) — электроприемник (ЭП). При этом на вводе ИП обеспечивается требуемое качество электроэнергии. При отказе ИП₁ или преобразовательного оборудования электроснабжение производится от аккумуляторной батареи (Б) или от источника ИП₂, соответственно, в цепи которого предусмотрен электронный переключатель (П).

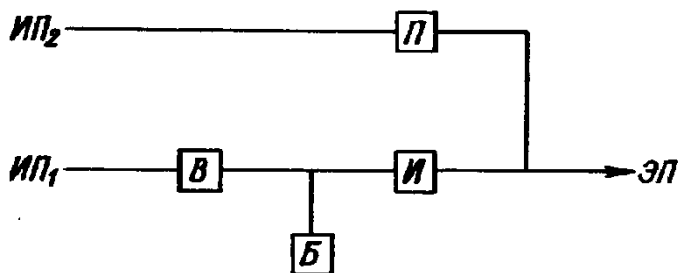


Рис.18 Пример одного из варианта схемы

Построение схемы электроснабжения промышленных предприятий производится с учетом следующих специфических особенностей: концентрации приемников на ограниченной территории предприятия, что обуславливает относительно большую плотность нагрузки; прогрессирующего увеличения общей нагрузки предприятий в результате их систематического расширения и постоянного повышения уровня электрификации технологического процесса; разнообразия приемников по мощности и режиму работы.

Нагрузки предприятий могут быть разбиты на три группы. К первой относится распределенная по зданиям и территории предприятия нагрузка, создаваемая многочисленными, но относительно маломощными приемниками, питание которых осуществляется от сети до 1000 В. Вторая группа представляет собой нагрузку, сосредоточенную в виде двигателей значительной мощности, которые присоединяются непосредственно к сети свыше 1000 В. К третьей группе принадлежит нагрузка специальных приемников, предназначенных для преобразования энергии, электролизные ванны, электропечи и т. д. Ввиду большой мощности предприятий и значительной потребности в технологическом паре возможно использование в системах электроснабжения местных электростанций. Внутренние электрические сети предприятий относительно короткие, единичные мощности понижающих трансформаторов—1000 кВА и более. Применение трансформаторов большой мощности сталкивается с необходимостью использования аппаратуры до 1000 В с повышенной устойчивостью против действия токов короткого замыкания.

Рассмотрим примеры осуществления системы электроснабжения промышленного предприятия средней мощности. На рис.19 приведена принципиальная схема электроснабжения предприятия с питанием от сети 10 кВ. В данном случае внешняя система электроснабжения предприятия содержит питающие линии 10 кВ от разных источников ИП1 и ИП2. Линии работают раздельно, с устройством АВР на междусекционном выключателе сборных шин РП. Построение внутривозвонской распределительной сети 10 кВ отличается относительной простотой, так как

питание вспомогательных цехов с неответственной нагрузкой (ТПЗ), а также высоковольтных агрегатов (двигатель М и дуговая электропечь ДП) производится по радиальной схеме. На ТП1 и ТП2 имеются приемники I категории, поэтому предусматриваются два взаимно резервируемых трансформатора с питанием от разных секций РП. При наличии на ТПЗ приемников II категории резервирование их питания может производиться от сети низкого напряжения.

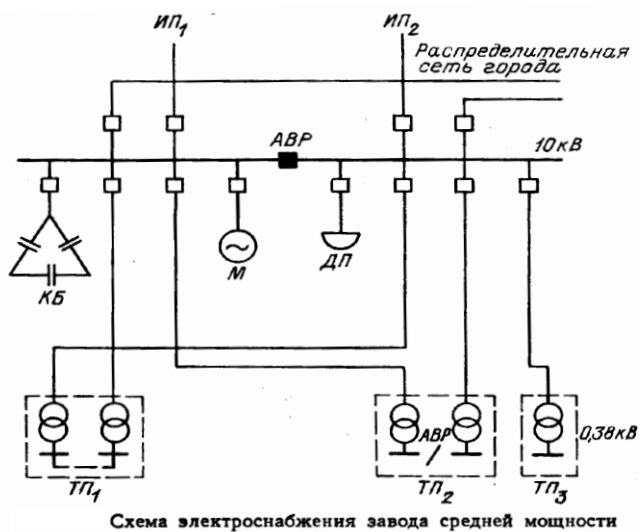


Рис 19. Принципиальная схема электроснабжения предприятия с питанием от сети 10 кВ.

Отметим, что основным принципом построения внутризаводской распределительной сети является, как правило, ее выполнение по радиальной схеме с резервированием для приемников высших категорий. По местным условиям применяются магистральные схемы различных модификаций.

Схема на рис.19 предусматривает питание прилегающего к заводу городского района, так как от шин РП отходят линии 10 кВ распределительной сети этого района. В данном случае учитывается несовпадение максимума нагрузки завода и городских потребителей. В результате совместное питание завода и распределительной сети в некоторых случаях не требует усиления питающей сети 10 кВ по сравнению с ее осуществлением только для электроснабжения завода.

Электроснабжение потребителей общественно-коммунального характера, центральных водопроводных и канализационных станций, трамвайных подстанций и других в зависимости от их мощности осуществляется по схеме, аналогичной рис. 19. С учетом того, что такие потребители относятся к приемникам I категории, их питание во всех случаях производится от двух независимых источников с необходимым резервированием.

Если на территории города располагаются предприятия большой мощности (более 10 МВА), их электроснабжение может осуществляться от самостоятельных понижающих подстанций 110—220 кВ, входящих в систему электроснабжения города. Схема питания в таких случаях усложняется, большее развитие получает внутризаводская сеть 6—10 кВ, с помощью которой осуществляется электроснабжение крупных цехов или групп цехов, характер построения сети остается неизменным. Выделяются также приемники I категории.

Схема понижающей подстанции со стороны напряжения 110—220 кВ определяется условиями системы электроснабжения города. В частности, заводская подстанция может являться элементом электроснабжающей сети 110—220 кВ, тогда ее РУ 110—220 кВ может быть достаточно сложным; заводская подстанция может осуществляться по схеме глубокого ввода, с выполнением РУ 110—220 кВ по упрощенной схеме, с питанием от одной из опорных понижающих подстанций городской системы. Заводская подстанция может быть в равной мере использована для совместного питания городских потребителей прилегающего района.

Приведенные примеры подчеркивают, что любая электрическая сеть, расположенная на территории города, является элементом его системы питания, и все вопросы, связанные с осуществлением этих сетей, должны решаться в едином комплексе на всех ступенях системы электроснабжения.

В схеме глубокого ввода наиболее полно выражена связь между различными элементами системы электроснабжения. Такой зависимости в других схемах не наблюдается, так как выбор схемы и параметров отдельных элементов системы может производиться в определенной мере независимо друг от друга. Например, наличие развитого распределительного устройства первичного напряжения позволяет решать вопросы резервирования в электроснабжающей сети и трансформаторов на подстанции разными путями. Наличие РУ вторичного напряжения обеспечивает полную самостоятельность в решении вопросов построения распределительных сетей независимо от особенностей подстанций и т. д.

В системе глубокого ввода, выполненного по схеме блока линия — трансформатор, два элемента: линия и трансформатор — составляют одно целое. Последнее обуславливает взаимное резервирование блоков, совместный подход к решению вопросов релейной защиты линии и трансформатора, конструктивному выполнению рассматриваемых элементов и т. д.

Идеальный вариант рассматриваемой схемы системы электроснабжения представлен на рис.20. В указанном исполнении на подстанции полностью отсутствует распределительное устройство первичного напряжения и предусматривается непосредственное соединение линий 110—220 кВ с первичными обмотками трансформаторов. для осуществления такого соединения в зарубежной практике имеются трансформаторы, конструкция которых предусматривает ввод высоковольтных кабелей в кожух трансформатора. без концевых муфт.

Защита линий и трансформатора действует на выключатель линии 110—220 кВ, установленный на источнике питания. При этом зона действия релейной защиты выключателей должна охватывать линию и трансформатор. В ПУЭ регламентируют для этого соответствующие виды релейной защиты. Их выполнение потребует прокладки между источниками питания и подстанцией глубокого ввода контрольного кабеля.

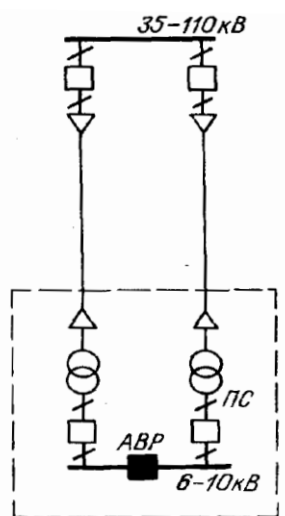


Схема глубокого ввода

Рис. 20 Схема глубокого ввода

В отечественных городах система глухого присоединения линии к трансформатору не принята. Это определяется условиями эксплуатации электрооборудования, его качеством, требованиями техники безопасности. Поэтому возникает необходимость ввести в схему на рис. разъединители, устанавливаемые на подстанции между линией и трансформатором со стороны первичного напряжения. Установка разъединителя позволяет производить необходимые испытания, ремонты и другие эксплуатационные работы на линиях 110—220 кВ и трансформаторах подстанции независимо друг от друга.

В том случае, когда по местным условиям нет возможности осуществить защиту блока линия — трансформатор путем установки приборов только со стороны источника питания, на подстанции глубокого ввода устанавливают на каждой линии 110—220 кВ короткозамкатели и защита линий и трансформаторов осуществляется отдельно. Защита трансформатора действует

на короткозамыкатель, который производит искусственное замыкание линии, вызывающее ее отключение со стороны источника питания.

В некоторых случаях питание подстанции глубокого ввода может производиться путем ответвления от магистральных линий. Последнее требует введения в схему подстанции отделителей на стороне первичного напряжения. Работа защиты при этом происходит в такой последовательности. При повреждении трансформатора замыкается соответствующий короткозамыкатель и происходит отключение линии со стороны источника питания, после чего в бестоковую паузу отключается отделитель, что приводит к отключению поврежденного трансформатора, а затем под действием АПВ происходит обратное включение линии.

Наиболее распространенная в настоящее время схема подстанции глубокого ввода со стороны первичного напряжения показана на рис.21

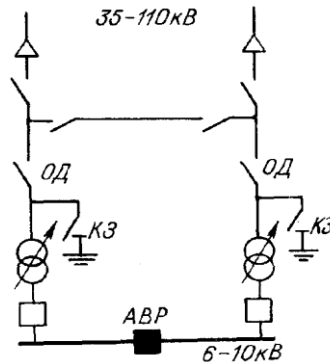
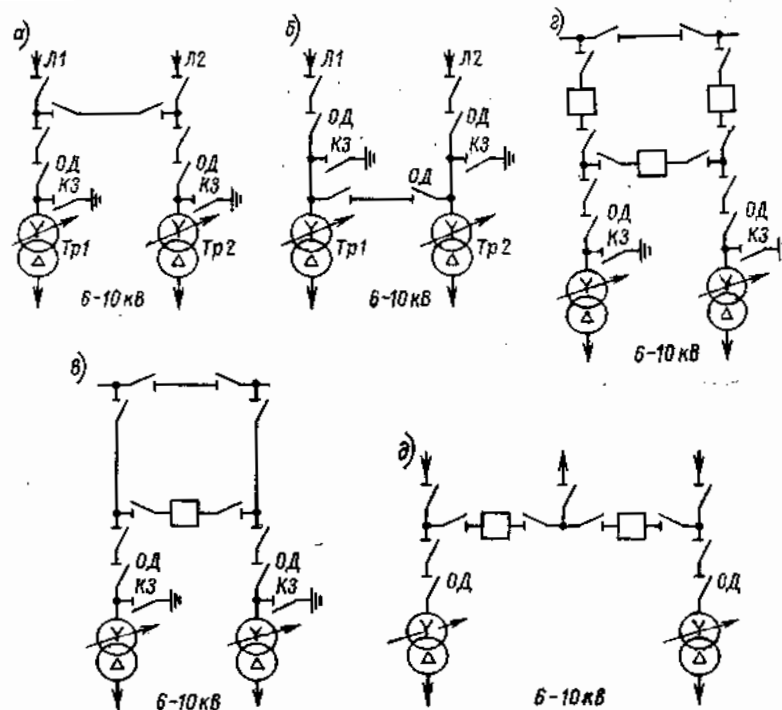


Рис. 21 Схема подстанции глубокого ввода со стороны первичного напряжения

Дополнительная связь линий 110—220 кВ через разъединители предусматривается на подстанции с целью увеличения оперативной гибкости схемы глубокого ввода. Наличие связи следует оценивать во избежание необоснованных вложений в систему электроснабжения.

Ниже приведены схемы городских подстанций глубоких вводов.



- Схемы подстанций глубокого ввода:
 а – блок с неавтоматизированной перемычкой;
 б – то же, с автоматизированной перемычкой;
 в – мостик с выключателем в перемычке;
 г – то же, с выключателями на линиях;
 д – мостик с присоединением дополнительной линии.

Рис. 22 Схемы городских подстанций глубоких вводов

При необходимости автоматического восстановления питания трансформатора любого из блоков, при отключении его питающей линии ПС может выполняться по схеме с автоматизированной перемычкой (рис.22б). Автоматическое устройство двухстороннего действия осуществляется с использованием отделителя, установленного на перемычке. Схема имеет ограничение, в частности, присоединение трансформатора Тр2 к линии Л1 (рис.22б) невозможно, если трансформатор Тр1 и линия Л2 находятся в отключенном состоянии.

На (рис.22г,д) представлены мостиковые схемы, в которых наряду с короткозамыкателями и отделителями используются силовые выключатели. Такие схемы применяются в том случае, когда через шины 35—110 кВ подстанции осуществляется транзит энергии и на шинах предусматривается секционирование питающей линии 35—110 кВ.

Схема (рис.22в) предусматривает установку выключателя на перемычке между блоками и отделителей с короткозамыкателями в цепях трансформаторов. Схема применяется при пониженных требованиях к надежности электроснабжения потребителей, так как восстановление питания при повреждении различных сетевых элементов осуществляется действиями обслуживающего персонала.

Схема (рис.22г) с тремя выключателями применяется в случае присоединения подстанции к линии 35—110 кВ с двухсторонним питанием, оборудованной устройством ОАПВ. Восстановление питания потребителей производится автоматически с помощью средств автоматики, вид и расстановка которых определяется режимом работы питающей линии 35—110 кВ.

При совпадении трасс прокладки питающих линий 35—110 кВ питание подстанций глубокого ввода от ЦП возможно осуществлять по одному из нижеприведенных вариантов.

В этом случае подстанция ПС2 выполняется по схеме рис.22а, подстанция ПС1 — по схеме рис.22д. В последнем случае на перемычке между блоками 35—110 кВ устанавливаются два выключателя, к которым присоединяется отходящая к ПС2 линия 35—110 кВ. С помощью указанных выключателей обеспечивается параллельная работа линий Л1 и Л2 и их селективное отключение при повреждении.

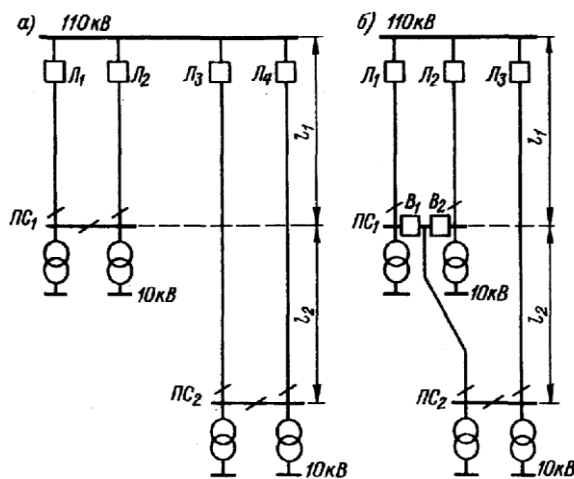


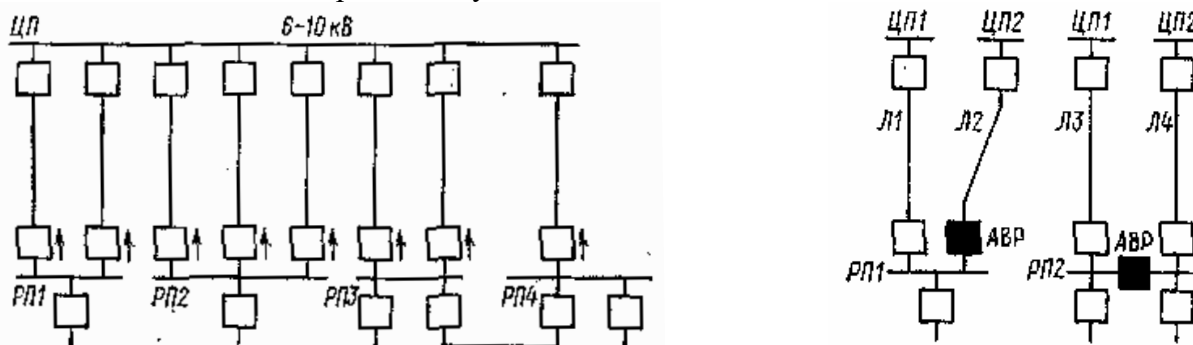
Рис. 23 Вариант питания подстанций

Вариант, представленный на рис. 23а, предусматривает питание каждой подстанции самостоятельными линиями, при этом подстанция выполняется по упрощенной схеме. В результате усложнения схемы ПС1 из-за установки на подстанции двух выключателей питание ПС1 и ПС2 можно осуществить совместно по варианту рис. 23б, ПС2 исполняется по упрощенной схеме. Как видно из рис.23 б, длина питающей сети 110 кВ сокращается.

Рассмотрим режим работы питающих линий и надежность электроснабжения для указанного варианта схемы. Линии Л1 и Л2 в нормальном режиме работают параллельно. По этим линиям осуществляется питание трансформаторов Тр1 и Тр2, установленных на ПС1, и Тр3 на ПС2, а по линии Л3 — питание Тр4 на ПС2. При повреждении линии Л1 и Л2 отключаются выключатели В1, В2 и трансформатор Тр3, а также соответствующий трансформатор Тр1 или Тр2.

В указанном режиме снижается надежность питания обеих подстанций. При повреждении линии Л4 отключаются оба выключателя В1, В2 и трансформатор Тр3.

Питающие сети 6—10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятий, а также для питания городской распределительной сети общего пользования. В последнем случае согласно РД наличие таких сетей необходимо обосновать в каждом конкретном случае.



Схемы питающей сети 6-10 кВ
с параллельной работой линий с раздельной работой линий

Рис.

24 Схемы питающей сети 6-10 кВ

Питающие сети 6—10 кВ во всех случаях сооружаются по схемам с автоматическим резервированием вводов в РП. Сечения питающей и резервной линий выбираются на полную расчетную нагрузку РП. Для экономии линейных ячеек в РУ 6—10 кВ ЦП сечения питающих линий принимаются, как правило, максимальными (185—240 мм² — для кабелей с алюминиевыми жилами). Если указанное сечение линий превышает необходимое по расчетной нагрузке потребителя, то РП используется для совместного питания группы потребителей. Схемы питающих сетей различаются по режиму их работы. На рис.а приведены схемы с параллельной работой питающих линий. Для избирательной защиты линий на их приемных концах устанавливается, как правило, максимальная направленная защита (обозначена стрелкой) и питание РП производится от одного источника. Последнее ограничивает применение сетей только для питания электроприемников второй и третьей категорий.

При наличии на ЦП расщепленных реакторов или трансформаторов с расщепленными обмотками параллельно работающие линии должны присоединяться к одной секции РУ 6—10 кВ ЦП во избежание шунтирования расщепленных ветвей реактора или обмоток трансформатора. Для полного использования пропускной способности линейных ячеек РУ 6—10 кВ ЦП производят сдваивание или спаривание питающих линий. В последнем случае две линии, питающие разные РП в РУ 6—10 кВ, присоединяются к одному выключателю. Для исправления возможной неселективной работы направленной защиты на приемном конце одной из спаренных линий в РП необходима установка автоматического повторного включения (АПВ).

Схемы питающих сетей 6—10 кВ с раздельной работой линии указаны на рис. 24б. В данном случае возможно питание РП от разных источников, что позволяет использовать сети для питания электроприемников первой категории. Автоматическое резервирование предусматривается путем установки АВР на резервной линии или на межсекционном выключателе — АВР двухстороннего действия. Устройство АВР имеет выдержку времени, что необходимо учитывать при обеспечении самозапуска двигателей. Для сетей с раздельной работой питающих линий отмечается худшее использование пропускной способности линий и увеличенное значение потерь энергии.

Комбинированные схемы питающих сетей 6—10 кВ, представленные на рис.25, являются типовыми для распределительных сетей крупных и крупнейших городов. В них сочетаются преимущества параллельной и раздельной работы питающих линий.

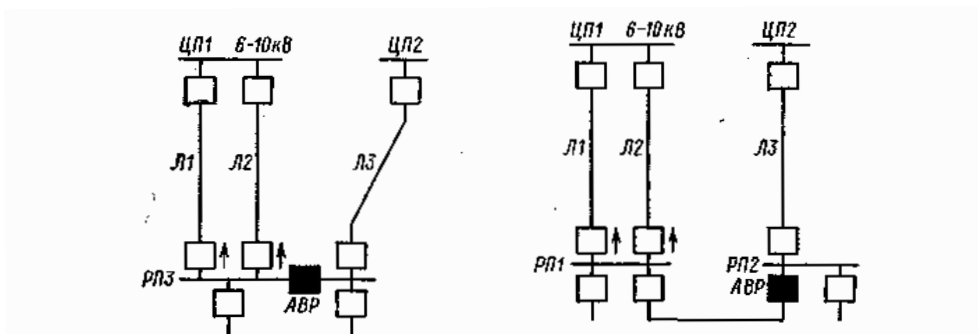


Рис.25 Комбинированные схемы питающих сетей 6—10 кВ

Выбор места расположения РП должен производиться с учетом размещения ТП, потерь напряжения в линиях 6—10 кВ, условий застройки района и т. д. Следует стремиться к расположению РП вблизи границы питаемого им участка сети, углубляясь в район обслуживания на 10—15 % его протяженности, с целью уменьшения обратных потоков энергии в линиях распределительной сети 6—10 кВ и лишнего расхода проводникового металла.

Таблица 8

Оптимальные значения мощности и радиус действия РП

Поверхностная плотность нагрузки, МВт/км	Мощность РП, МВт		Радиус действия РП, км	
	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
3	5	8	0,7	0,9
5	7	11	0,7	0,9
8	9	14	0,6	0,8
10	10	16	0,6	0,7
15	15	18	0,5	0,6

Технико-экономические расчеты показывают целесообразность отказа от сооружения РП, т.е. осуществления непосредственного питания ТП от ЦП.

Схема построения городской распределительной сети определяет способ коммутации ее линий условия резервирования ее отдельных элементов, расчетные режимы работы сети, особенности конструктивного выполнения ТП и используемых средств защиты и автоматики. Ниже отмечены особенности наиболее распространенных способов построения распределительных сетей.

На рис.26 показана сеть 0,38 кВ с распределительными линиями одностороннего питания в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке токораздела. Сечение петлевых линий выбирается по условию двухстороннего питания ТП в послеаварийном режиме при повреждении головного участка

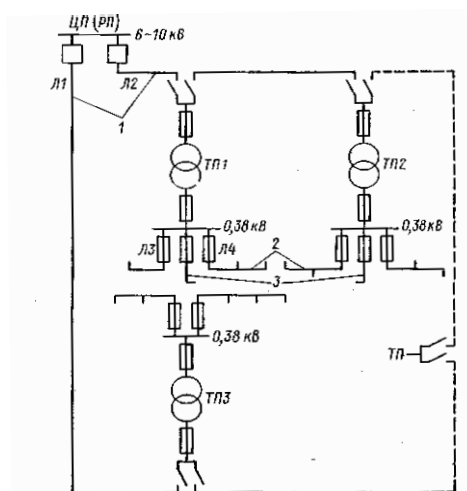


Рис. 26 Сеть 0,38 кВ с распределительными линиями одностороннего питания в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ

При выполнении сети 6—10 кВ воздушными линиями допустимо использовать линии 6—10 кВ с односторонним питанием ТП. Рассматриваемая схема применяется для электроснабжения приемников третьей категории.

Петлевая сеть включает в себя петлевые и радиальные линии 0,38 кВ в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ. Как отмечалось, петлевые линии работают с их разделом ($P_1 P_2$) и сечения линии определяются возможностью двухстороннего питания ТП или вводов; связанных с линиями 0,38 кВ (СП1, СП2, СП3, СП4, СП5). Петлевая сеть используется для питания потребителей второй и третьей категорий. Мощность трансформаторов в ТП предусматривается с резервом на случай питания потребителей, присоединенных к петлевым линиям 0,38 кВ, при отключении одной из ТП. При этом резервирование трансформаторов для питания электроприемников третьей категории не предусматривается. Ввод резервных элементов петлевой сети осуществляется дежурным персоналом. Схема создает требуемую надежность электроснабжения для основных городских потребителей и имеет хорошие технико-экономические показатели, а также удобна в эксплуатации, ее внедрение не требует никаких технико-экономических обоснований. Схема является основной для городов РФ. При питании петлевой сети от одного источника рекомендуется переходить на замкнутый режим работы сети 0,38 кВ. С этой целью в точках нормального раздела СП1, СП2, СП3, СП4, СП5 устанавливаются предохранители с номинальным током на одну-две ступени меньше, чем предохранители, установленные в ТП для защиты петлевых линий 0,38 кВ. Характеристики трансформаторов подбираются по условию их параллельной работы через замкнутую сеть 0,38 кВ

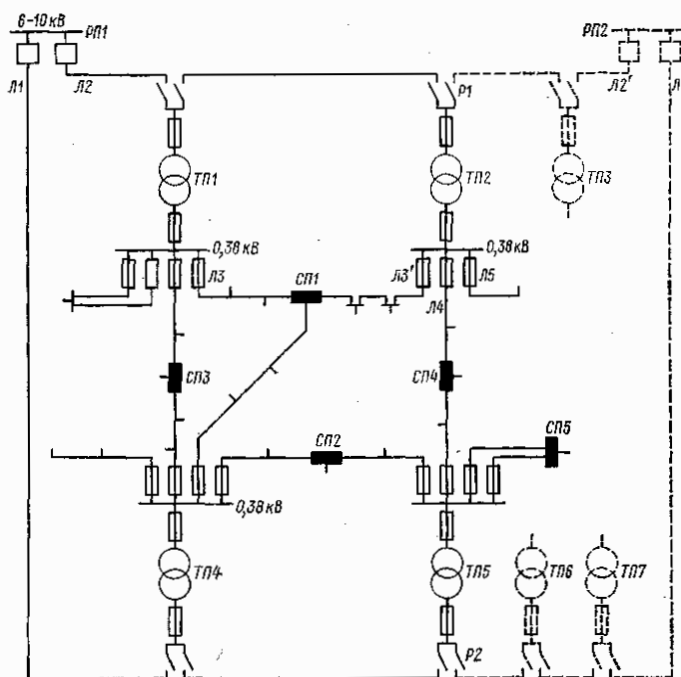


Рис. 27 Петлевая сеть

При наличии в петлевой сети дополнительных связей между линиями 6—10 кВ возможна выборочная автоматизация питания потребителей. Этот пример показан на рис. 28. Здесь автоматизация питания ТП3 производится путем установки устройства АВР при напряжении 6—10 кВ. Резервной связью, на которой предусмотрено АВР с использованием выключателей нагрузки, является линия ТП-7—ТП3. Схема используется в системах электроснабжения электроприемников второй категории.

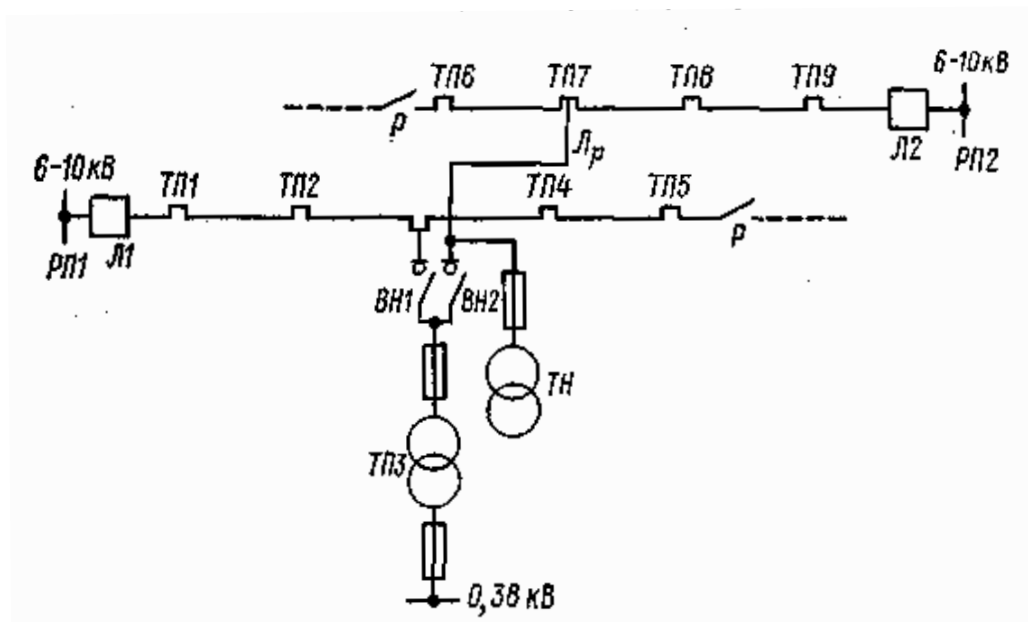


Рис. 28 Пример петлевой сети с дополнительными связями между линиями 6-10 кВ

При питании от ТПЗ электроприемников первой категории автоматизация электроснабжения осуществляется путем установки в ТПЗ двух трансформаторов и устройства АВР при напряжении 0,38 кВ с использованием контакторных станций (рис.29). Установка АВР возможна также непосредственно у потребителя на вводах 2. Линии Л1 и Л2 должны быть связаны с разными независимыми источниками питания.

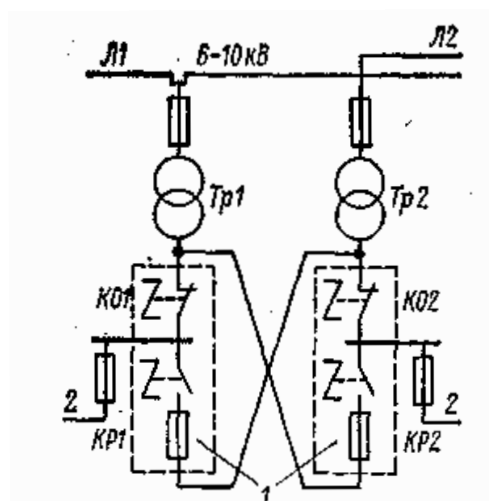


Рис. 29 Схема АВР

Согласно РД создавать городские распределительные сети возможно по схемам, предусматривающим автоматизацию питания всех потребителей при условии, что приведенные затраты автоматизированной сети не превышают 5% затрат сети, выполненной по петлевой схеме. Наиболее распространенной является многолучевая схема сети с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ или 0,38 кВ.

Многолучевая схема с АВР при напряжении 6—10 кВ предусматривает сочетание взаиморезервирующих линий 6—10 кВ с линиями 0,38 кВ одно- и двухстороннего литания.

При этом в ТП устанавливается трансформатор и устройство АВР (рис.30).

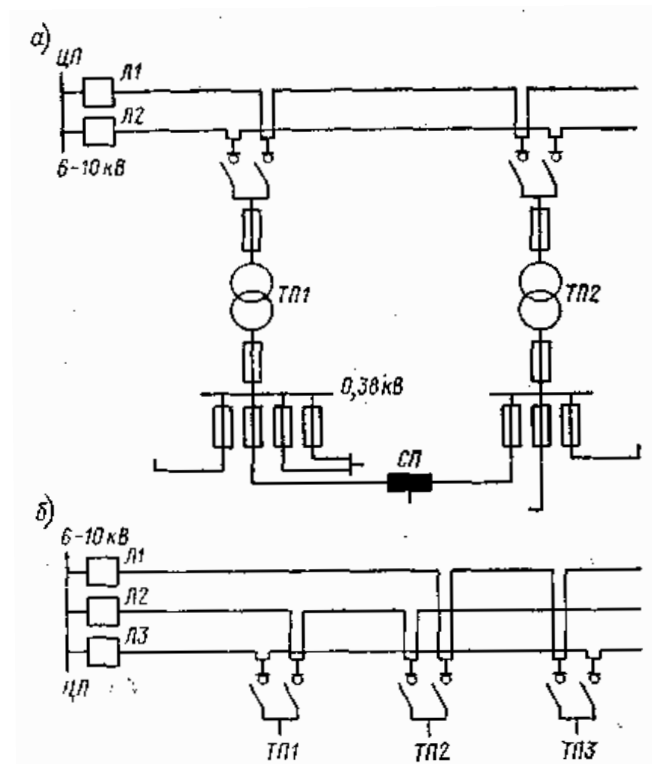


Рис. 30 Многолучевая схема с АВР

Каждая ТП питает свой участок сети 0,38 кВ, резервирование трансформаторов не производится. Между ТП предусматривается так называемая ремонтная связь 0,38 кВ с разделом в соединительном пункте СП, имеющая пропускную способность, равную 15—20 % суммарной нагрузки ТП в случае отключения любого из ТП при необходимости.

Параллельная работа трансформаторов через сеть 0,38 кВ не допускается. Схема используется для питания электроприемников второй категории.

Построение сети 6—10 кВ, указанное на рис. 30а, выполнено по так называемому двулучевому варианту. Обычно применяется многолучевой вариант построения, так как при этом увеличивается использование пропускной способности линии 6—10 кВ (рис. 30б).

Далее на рис.31 показано построение сети по двухлучевой схеме с устройствами АВР при напряжении 0,38 кВ.

Здесь предусматривается установка в каждой ТП двух трансформаторов. Сеть 0,38 кВ выполняется в зависимости от категории электроприемников.

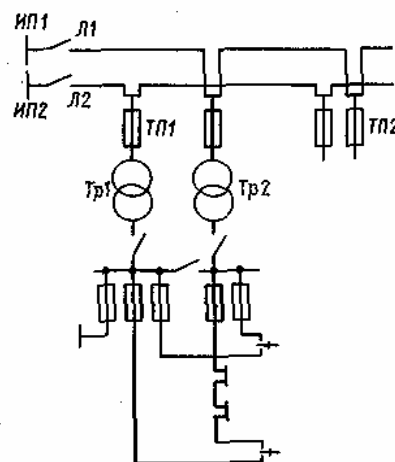


Рис. 31 Построение сети по двухлучевой схеме с устройствами АВР при напряжении 0,38 кВ.

К полностью автоматизированным схемам относятся замкнутые сети низкого напряжения, представляющие собой сочетание радиальных линий 6—10 кВ с замкнутой сетью 0,38 кВ и резервированием всех элементов сети через замкнутую сеть. Для осуществления селективной защиты предусматривается установка так называемых автоматов обратной мощности на стороне вторичного напряжения трансформаторов в ТП и предохранителей на отходящих от ТП линиях замкнутой сети 0,38 кВ.

Упрощенный вариант замкнутой сети представлен на рис.32

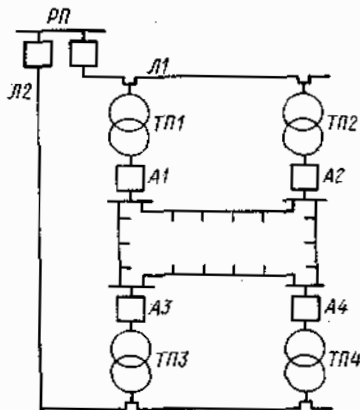


Рис. 32 Упрощенный вариант замкнутой сети

При выходе из работы любой из линий 6—10 кВ (Л1 или Л2), а также трансформаторов в ТП бесперебойность электроснабжения потребителей, присоединенных к сети 0,38 кВ, не нарушается, пропускная способность элементов сети выбирается по наиболее тяжелому режиму, связанному с выходом из работы любой из линий 6—10 кВ, питающих замкнутую сеть 0,38 кВ. Замкнутые сети используются только для электроприемников второй категории, так как их питание должно предусматриваться от одного источника.

В городах встречаются потребители относительно крупной мощности, для питания которых предусматриваются самостоятельные ТП с установкой одного или двух трансформаторов. Резервирование питания таких потребителей через замкнутую сеть 0,38 кВ может оказаться нецелесообразным. В таких случаях можно сочетать замкнутую сеть 0,38 кВ с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ в ТП с сосредоточенными нагрузками. Устройство АВР, установленное в ТП3, базируется на применении выключателя ВН-16 и работает по признаку появления в ТП3 обратного потока мощности, протекающей через автомат А. Использование данной модификации сети весьма эффективно при внедрении замкнутой схемы в действующих сетях. Область использования — электроприемники второй категории. Принцип построения такой сети показан на рис. 33

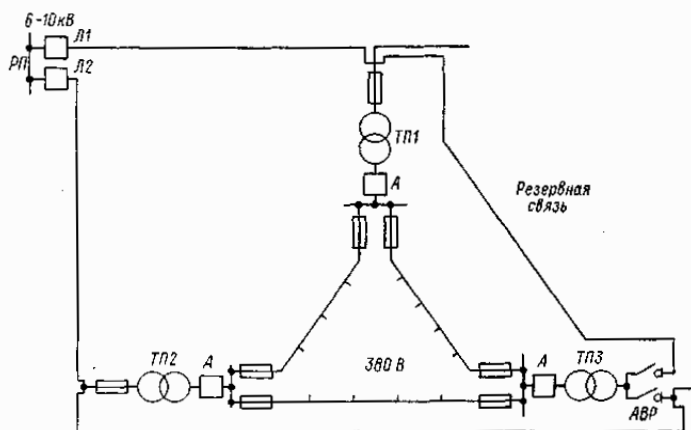


Рис. 33 Принцип построения сети

В петлевых сетях возможно применение схемы с устройством автоматического избирательного резервирования (АИР). См. рис. 34

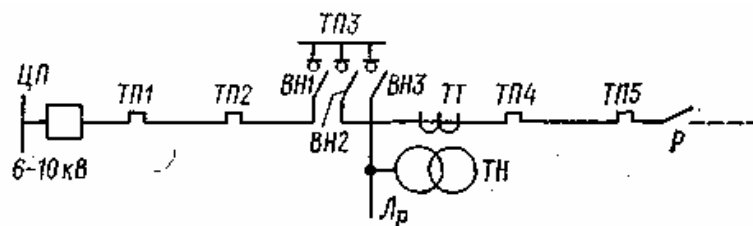


Рис. 34 Схема с устройством автоматического избирательного резервирования (АИР).

Устройство АИР базируется на применении ВН-16, работает по признаку исчезновения в ТП3 напряжения. Порядок его работы определяется местом повреждения распределительной линии 6-10кВ. При ее повреждении на участке от ЦП до ТП3 (с АИР) линия отключается, в ТП3 отключается ВН1 и включается ВН3, питание ТП3, а также ТП4 и ТП5 переключаются на резервную линию L_2 . При повреждении линии за ТП3, в точке К2, и при ее отключении в ТП3 отключается ВН2 и включается ВН3, в результате чего питание ТП3, а также ТП1 и ТП2 переключаются на резервную линию L_p . Использование АИР расширяет возможности автоматики и увеличивает зону бесперебойного электроснабжения потребителей по сравнению с АВР.

Особенности определения надежности городских электросетей

Проблема надежности электроснабжения разрабатывалась весьма интенсивно, и к настоящему времени накопился значительный теоретический материал. Однако, не взирая на многочисленные работы и публикации, проблема не имеет законченного решения.

В этой связи к решению проблемы в настоящее время имеются два подхода: первый, базирующийся на колоссальном опыте проектирования и сооружения систем электроснабжения всех назначений и закреплённый в соответствующих рекомендациях ПУЭ, и второй, базирующийся на соответствующих теоретических исследованиях, отраженных в многочисленных публикациях, но еще не закреплённый какими-либо нормативными документами.

В основе первого подхода к повышению надежности электроснабжения используются технические особенности основных принципов построения систем электроснабжения и общая оценка последствий, возникающих при внезапных перерывах электроснабжения из-за отказов системы в процессе ее работы. При этом учитывается, что принцип построения системы характеризуется объемом резервных элементов, используемых в системе, и возможным временем ввода их в работу.

Анализ основных принципов построения систем электроснабжения и реальных условий электроснабжения потребителей позволяет определить время ввода в работу резервных элементов, которое может рассматриваться как время перерыва электроснабжения по причине внезапных отказов системы. Усредненные значения этого времени принимаются в качестве единственной характеристики надежности электроснабжения создаваемой системой. Частота возникновения отказов или соответственно перерывов электроснабжения при этом не учитывается.

С другой стороны, применительно к указанному критерию надежности на основе общей оценки последствий, возникающих при внезапных перерывах электроснабжения, соответствующим образом классифицируются потребители. При такой классификации учитываются особенности технологического процесса потребителей или их назначение.

Таким образом по критерию допустимой длительности перерыва электроснабжения соотносятся между собой конкретные потребители и принципы построения систем электроснабжения. При проектировании системы электроснабжения необходимо правильно выбрать принцип ее построения применительно к рассматриваемому потребителю. Этим исчерпывается решение проблемы надежности. При этом, естественно, широко используется накопленный опыт создания систем электроснабжения для аналогичных потребителей или близких к ним по технологическому процессу или назначению потребителей.

Рассмотренный путь, как указывалось, закреплён ПУЭ и в настоящее время является единственным, апробированным многолетней практикой проектирования и создания систем электроснабжения всех назначений.

Второй подход к решению проблемы надежности электроснабжения основывается на результатах всестороннего исследования проблемы. В процессе такого исследования вскрыты закономерности отказов как элементов, так и системы в целом, длительности перерывов электроснабжения по причине отказов, разработаны соответствующие методы расчета надежности и ее показателей. Дополнительно к этому вскрыта закономерность формирования ущерба по причине отказов системы электроснабжения. Показатели повреждаемости и ущербов явились исходной предпосылкой для разработки метода технико-экономической оценки надежности и ее оптимизации.

Не взирая на теоретическую обоснованность расчетов надежности электроснабжения и ее оптимизации, по некоторым практическим соображениям, о которых речь пойдет ниже, рассматриваемый подход к решению проблемы надежности не получил, как указано, отражения в нормативных документах и не используется при проектировании систем электроснабжения. Следует, однако, заметить, что весь накопленный материал, разработанные методы расчета и оценки надежности, представляют определенный теоретический интерес и могут использоваться как дополнительный инструмент при углубленном решении вопросов надежности электроснабжения и ее оптимизации на всех стадиях формирования систем электроснабжения.

До недавнего времени проблема надежности при ее исследовании ограничивалась вопросами обеспечения передачи потребителю заданного количества электрической энергии в рассматриваемый промежуток времени. Последние работы расширяют поставленную проблему. В понятие надежности включают не только количественные показатели подаваемой энергии, но также ее качественные характеристики (имеется в виду обеспечение требуемого уровня напряжения, частоты). В общем виде указанное определение представляется достоверным, так как надежность можно рассматривать как характеристику качества электроснабжения.

Такой подход значительно расширяет проблему надежности. Если рассмотреть технические мероприятия, обеспечивающие количественные и качественные характеристики поставляемой энергии, то можно утверждать, что решение вопросов, связанных с обеспечением этих характеристик, может производиться в подавляющем числе случаев независимо друг от друга. При этом имеется в виду, что средства, обеспечивающие количественные показатели подаваемой энергии, являются основными элементами (линии, трансформаторы) системы электроснабжения. Эти элементы определяют технико-экономические показатели системы при ее оптимизации.

Между тем средства, обеспечивающие качественные характеристики энергии, и прежде всего уровни напряжения, не являются основными элементами системы электроснабжения. Если в первом случае в результате учета необходимой степени резервирования электроснабжения определяется глобальный оптимум системы, то во втором случае речь идет о решении частной задачи, например о выборе рационального способа регулирования напряжения при заданных оптимальных параметрах системы электроснабжения.

В связи с вышеуказанным в дальнейшем, рассматривая надежность, ограничимся проблемой обеспечения потребителей необходимым количеством электрической энергии в соответствии с заданным графиком ее потребления, т. е. вопросами выбора рациональной степени резервирования электроснабжения.

Требуемый уровень надежности электроснабжения промышленных потребителей определяется особенностями их технологического процесса. В этом случае при технико-экономической оценке надежности следует учитывать условия резервирования технологического процесса предприятий, т. е. рассматривать систему электроснабжения и технологию производственного процесса как единое целое. Однако методика таких расчетов не разработана и вряд ли она будет рассматривать вышестоящие ступени систем электроснабжения, предназначенных для питания совокупности потребителей.

В последних работах по исследованию надежности электроснабжения рассматривается дальнейшая детализация проблемы. Оценка таких предложений рассмотрена ниже.

Принципы построения систем электроснабжения потребителей в самом общем случае могут быть условно разбиты на три группы по степени надежности питания потребителей, обеспечиваемой этими системами. Не вникая в подробности построения сетей, можно различать

системы без резервных элементов, сети, выполняемые с резервными элементами, ввод которых при выходе из работы питающих элементов производится действиями дежурного персонала, и подобные системы, ввод резервных элементов которых осуществляется автоматически.

Если в качестве критерия надежности принять время восстановления электроснабжения потребителя после его нарушения из-за отказа питающего элемента системы, то в первом случае надежность электроснабжения будет определяться временем, необходимым для ремонта или замены отказавшего элемента системы; во втором случае — временем, необходимым для ввода резервных элементов действиями дежурного персонала и в третьем случае — временем действия автоматических устройств.

Применительно к указанным группам построения систем электроснабжения и реальным условиям восстановления электроснабжения при возникновении его внезапных нарушений в ПУЭ с рядом уточнений произведена классификация электроприемников потребителей по требуемой степени надежности их электроснабжения. Следует отметить, что требования ПУЭ относятся не к потребителю в целом, а к его отдельным электроприемникам. При этом приемником электрической энергии (электроприемником) называется аппарат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

Потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Все виды электроприемников по надежности их электроснабжения делятся ПУЭ на три категории. При создании системы электроснабжения конкретного потребителя питание каждой группы электроприемников должно рассматриваться самостоятельно. Учитывая многообразие электроприемников, классификация их в ПУЭ не может не носить общего характера, что вызывает определенные затруднения при установлении категорий некоторых электроприемников. Основными условиями рационального решения вопросов электроснабжения потребителей является подробное знание технологии производственного процесса потребителей, а также последствий нарушения питания отдельных электроприемников и потребителей в целом.

Практика проектирования показывает, что необходимо критически оценивать требования технологов к надежности электроснабжения отдельных электроприемников. При этом следует учитывать степень резервирования технологических процессов потребителей. Встречаются случаи, когда заведомо завышаются требования к надежности электроснабжения с целью перестраховки резервных технологических связей из-за недостаточного уровня эксплуатации производственного оборудования.

К I категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение уникального оборудования, расстройство сложного технологического процесса, массовый брак продукции, нарушение функционирования особо важных элементов городского хозяйства.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, и перерыв их электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического ввода резервного питания. При этом не выдвигается требование об использовании в качестве второго независимого источника питания обязательно источника, принадлежащего энергосистеме (электростанции, понижающей подстанции). При небольшой мощности приемников в качестве такого источника могут быть использованы передвижные электростанции, аккумуляторные батареи, а также связи на низшем напряжении от ближайшего пункта, имеющего независимое питание. Решение этого вопроса должно подкрепляться соответствующими технико-экономическими расчетами.

Независимым называется источник питания данного объекта, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентируемых ПУЭ для послеаварийного режима, при исчезновении его на другом или других источниках рассматриваемого объекта. К числу независимых источников питания относятся распределительные устройства двух электростанций или

подстанций, а также секции сборных шин электростанции или подстанции при одновременном соблюдении следующих условий:

- 1) каждая из секций, в свою очередь, имеет питание от независимого источника;
- 2) секции не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из секций.

Таким образом, один центр питания в некоторых случаях можно рассматривать не как один, а как несколько независимых источников питания по числу секций РУ 6—10 кВ центра питания. Число секций, которые могут рассматриваться в качестве независимых источников, определяется местными особенностями центра питания. Эти особенности необходимо каждый раз тщательно анализировать во избежание необоснованного удорожания систем электроснабжения приемников I категории. Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей (взрывов, пожаров) и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Для электроснабжения указанных электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника.

К приемникам II категории относятся приемники, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, массовым простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Для приемников II категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Их питание может предусматриваться от одного источника. Допускается питание рассматриваемых приемников по одной воздушной ЛЭП, учитывая их высокую надежность, и от одного трансформатора при наличии их централизованного резерва, если ремонт ЛЭП и замена трансформатора могут быть выполнены в течение не более одних суток. Допускается также питание по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату.

Для приемников III категории, к которым относятся все остальные электроприемники, допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не свыше одних суток. Схема питания, объем резервных элементов, используемые средства автоматики и другие вопросы системы электроснабжения рассматриваемого потребителя должны быть определены с учетом фактического распределения приемников по категориям.

При дифференцированном подходе к электроснабжению приемников разных категорий могут возникнуть трудности при осуществлении системы их совместного питания, так как электроприемники всегда смешаны на территории предприятия и их разделение может быть затруднено. Поэтому в каждом конкретном

случае следует искать рациональные решения для местных условий.

Особое внимание следует уделять электроприемникам I категории, системы питания которых являются наиболее дорогими. Электроснабжение приемников должно сохраняться при повреждении любого элемента системы, включая выход из работы одного из источников питания. При использовании источников энергосистемы необходимо дублировать все элементы системы электроснабжения, начиная от ввода к приемнику, включая секции РУ 6—10 кВ источников. С целью обоснованного отнесения приемников к I категории следует тщательно анализировать последствия возникновения нарушений в системе их электроснабжения, учитывая весьма редкие случаи выхода из работы источников питания. Так же тщательно следует выбирать независимый источник питания, учитывая возможность использования для этих целей автономных источников.

Для приемников II категории согласно ПУЭ предусматривается резервное питание, автоматический ввод которого не является обязательным. Между тем известно, что основная часть затрат при сооружении системы резервного питания потребителей определяется стоимостью осуществления основных резервных элементов: линий, трансформаторов и т. д. Затраты на создание автоматических устройств для ввода резервного питания, как правило, незначительны. Поэтому представляется целесообразным вводить такие устройства в системы электроснабжения

приемников II категории во всех случаях, если применение этих устройств не требует дополнительных резервных элементов в системе электроснабжения по сравнению с использованием ручного ввода резервного питания. Последнее значительно увеличивает надежность электроснабжения потребителей.

При создании системы электроснабжения и рассмотрении условий резервирования на разных ступенях системы следует различать отдельный приемник и совокупность приемников одной категории. В этой связи отметим п. 5.3.2 ПУЭ, согласно которому резервирование линии, непосредственно питающей электродвигатели, не требуется независимо от категории надежности электроснабжения. В то же время, касаясь приемников III категории, можно отметить, что при их большом объеме и значительной мощности в составе рассматриваемого потребителя они в некоторых случаях могут относиться по надежности электроснабжения к приемникам II категории, так как совокупность приемников требует более высокой надежности электроснабжения. При использовании в системах электроснабжения кабелей не всегда могут быть выполнены требования ПУЭ о допустимом времени отключения приемников III категории, так как ремонт кабелей может продолжаться более суток, что предопределяет резервирование кабельных линий.

Из отмеченного следует, что в ПУЭ дано только общее определение категорий электроприемников. Конкретная классификация с отнесением приемников к той или иной категории по надежности электроснабжения содержится в общеотраслевых правилах и нормах отдельных отраслей промышленности. При отсутствии такой классификации деление на категории следует производить, учитывая технологический процесс потребителя и последствия из-за возможного нарушения его электроснабжения.

Классификация электроприемников коммунально-бытового характера городов приведена в РД. В данном случае к соответствующей категории могут относиться как отдельные электроприемники, так и группа электроприемников, а также потребитель в целом. Требования к надежности электроснабжения определяются применительно к вводному устройству. Там же для приемников I категории должна предусматриваться установка устройства автоматического ввода резервного питания (АВР).

К электроприемникам I категории по РД отнесены: электроприемники лечебных учреждений, от бесперебойности питания которых зависит жизнь больного, котельные первой категории, водопроводные насосные станции в городах с числом жителей более 50 тыс., канализационные станции, не имеющие аварийного выпуска, тяговые подстанции системы централизованного электроснабжения, городские РП с суммарной нагрузкой более 10 000 кВ-А и т. п.

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электропищеприготовлением, жилые шестиэтажные и более высокие дома с газовыми плитами, учреждения общественно-коммунального характера с числом работающих 50—2000 чел., детские и школьные учреждения, крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале 300—800, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест 100—500, водопроводные станции в городах с числом жителей 0,5—50 тыс. чел., городские РП и ТП с суммарной нагрузкой 400—10 000 кВ-А и др.

С учетом опыта выполнения рассматриваемых систем электроснабжения могут быть даны следующие практические рекомендации.

При решении вопросов электроснабжения приемников I категории рекомендуется учитывать технологические процессы и последствия для жизни города при нарушениях их электроснабжения. В частности, к приемникам I категории больниц относятся операционные помещения, что позволяет в некоторых случаях отказаться от использования для электроснабжения больниц второго независимого источника энергосистемы, так как электропромышленностью выпускаются специальные бестеневые светильники, предназначенные для освещения операционного поля при хирургических операциях. Они имеют блок аварийного питания, включающий в себя аккумулятор, реле напряжения и зарядное устройство. При исчезновении напряжения в основной сети светильник автоматически переключается на питание от аварийного блока.

К приемникам I категории зрелищных предприятий в зависимости от их пропускной способности принадлежит аварийное освещение, которое предназначается только для эвакуации людей при очень сниженных требованиях к освещенности основных проходов. Для питания освещения достаточно использовать аккумуляторную батарею.

Согласно РД при рассмотрении потребителей обще^ городского значения к приемникам I категории следует относить только те объекты, остановка которых ведет к нарушению жизни всего города (центральных канализационных и водопроводных станций, АТС, метрополитена). Электроснабжение сходных по технологическому процессу приемников, остановка которых затрагивает только часть города, можно предусматривать от одного источника, т. е. относить эти приемники ко II категории. Учитывая достаточно ответственный характер таких установок и их малочисленность в составе города, можно рекомендовать в системах их электроснабжения использовать автоматический ввод предусматриваемых резервных элементов.

При рассмотрении условий электроснабжения городского электрифицированного транспорта и радиотрансляционных узлов необходимо учитывать возможность резервирования указанных объектов по внутренним коммуникациям, в частности преобразовательных «подстанций по тяговой сети, усилительных станций по резервной трансляционной сети. В результате питание от двух источников может потребоваться только для некоторых тяговых и усилительных подстанций.

Для приемников II категории также допускаются упрощения систем их электроснабжения. Например, возможен отказ от резервирования трансформаторов и воздушных ЛЭП, использование в аварийных случаях временных перемычек на стороне низшего напряжения шланговым проводом. Такими проводами, как правило, оснащены дежурные бригады городских сетей.

В районах новой застройки города, как правило, потребители I категории составляют 10—15, II категории — 50—60 и III категории — 20—40 % суммарной нагрузки, т. е. мощность потребителей I и II категорий составляет 60—80 % суммарной нагрузки района. В таких условиях может быть рациональна полная автоматизация городских распределительных сетей 6—10 кВ. Согласно РД такие сети допустимы в том случае, когда их применение приводит к увеличению приведенных затрат не более чем на 5 %. Использование этой рекомендации позволяет обосновать осуществление распределительных сетей по более совершенным схемам путем сравнения их технико-экономических показателей с показателями петлевых сетей.

Расчет надежности

Как отмечалось, теоретически расчеты надежности разработаны достаточно подробно. В зависимости от сложности системы электроснабжения, числа ее элементов, способа их коммутации, цели расчета имеются соответствующие методы расчета, включающие в себя программы их реализации.

В основе расчетов используются исходные показатели надежности оборудования и режимов его работы. При этом показатели надежности могут относиться как непосредственно к конкретному оборудованию, так и к элементу системы в целом. Например, показатель надежности линейной ячейки РУ может характеризовать ячейку в целом или определяется как совокупность показателей надежности выключателя, линейного и шинного разъединителя, трансформаторов тока.

Расчеты надежности базируются на вероятностных характеристиках, так как отказы элементов системы являются случайными событиями. Не вникая в подробности разработанных методов расчета надежности, отметим их исходные предпосылки, которые достаточны для оценки надежности рассматриваемых систем электроснабжения без использования для этих целей специальных методов.

Расчет надежности, как правило, производится с некоторыми упрощениями, в частности рассматривают состояние каждого отдельного элемента системы электроснабжения как простое случайное событие. Кроме того, считается, что потоки таких событий (отказ, восстановление) являются одинарными, т. е. вероятность совмещения двух или более событий в один и тот же момент времени настолько мала, что такое совмещение является невозможным. Принимается также, что рассматриваемые потоки относятся к потокам без последствия, т. е. для любых

неперекрывающихся интервалов времени число событий, появляющихся в одном из них, не зависит от числа событий, появляющихся в другие интервалы.

Одинарные потоки без последействия называются пуассоновскими потоками. При этом считается, что потоки рассматриваемых событий применительно к электрическим сетям являются стационарными, т. е. вероятностный режим потока не изменяется во времени. Это предположение представляется обоснованным, в том числе для городских сетей, которые выполняются преимущественно с помощью кабельных линий, для которых почти отсутствует период приработки, а также сезонная нестационарность.

В результате определяются следующие показатели надежности.

Из приведенных соотношений следует, что основные показатели отказов оборудования описываются экспоненциальным законом. Поток восстановлений характеризуется аналогично.

Каждая система электроснабжения состоит из многих элементов, по этой причине ее состояние относится к сложным случайным событиям. Такие события называются несовместными, если никакие два из них не могут появиться вместе, и наоборот, совместными, если они могут появиться одновременно. Например, одновременное отключение двух трансформаторов для планового ремонта следует считать несовместными событиями. В то же время к совместным событиям можно отнести наложение ремонтных работ одного из элементов системы с внезапным выходом из строя в данной системе другого элемента и т. д. Если вероятность одного события не изменяется от того, произошло или не произошло другое событие, то такие события называются независимыми. В системах электроснабжения события, как правило, независимые.

При расчетах надежности наряду с вероятностью возникновения нарушений электроснабжения учитывается длительность возникшего нарушения. В связи с этим отметим, что каждый элемент системы электроснабжения может находиться в одном из трех состояний: в рабочем, в нерабочем из-за его повреждения и в нерабочем по причине его планового отключения. Время нахождения элемента электрической сети в любом из указанных состояний различно. Кроме того, это же время зависит от показателей каждого из рассматриваемых элементов. Поэтому при выполнении расчетов надежности электроснабжения необходимо учитывать совокупные показатели элементов, а именно интенсивность отказов каждого из рассматриваемых элементов и соответствующую этому элементу вероятность восстановления. Только при таком подходе возможно определение важнейшего показателя надежности — вероятной длительности нарушения режима работы электрической сети.

Из указанных показателей надежности важнейшим представляется время $\tau_{нар}$, так как на его основе может быть рассчитан вероятный недоотпуск электрической энергии потребителям и вероятный народнохозяйственный ущерб, зависящий от характеристики потребителей.

Величина $\tau_{пл}$ характеризует вероятность нахождения обеих цепей в плановом ремонте, второй член $2\tau_{пл}\tau_{ав}$ представляет собой вероятность совпадения планового ремонта одной цепи с повреждением второй, и третий член $\tau_{ав}$ — вероятность одновременного выхода обеих цепей из работы по причине повреждения их элементов.

Подобным образом с учетом возможных отказов в системе могут быть определены соответствующие показатели надежности электроснабжения для каждой конкретной системы.

Из изложенного видно, что для определения надежности требуются числовые характеристики исходных показателей, как-то: число отказов и времени их ликвидации, частота и время вывода в ремонт оборудования и т. д. Указанные показатели в настоящее время получаются в результате анализа работы действующих систем электроснабжения.

Говоря об уровне эксплуатации, имеют в виду, что надежность оборудования наряду с его техническими и конструктивными особенностями определяется также условиями его работы в каждой конкретной системе электроснабжения. Речь идет, в первую очередь, о мероприятиях эксплуатационного характера, проводимых в действующих системах с целью поддержания работоспособного состояния оборудования в процессе его работы. К таким мероприятиям относятся текущие и капитальные ремонты оборудования, его осмотр, профилактические испытания и т. п. Кроме того, необходимо учитывать режим нагрузки рассматриваемого оборудо-

дования. При большей загруженности дефектные места в оборудовании выявляются чаще, чем для оборудования, работающего с меньшей нагрузкой.

В результате вероятность отказов однотипного оборудования зависит от того, в ведении какого сетевого предприятия оно находится или будет находиться; конкретные показатели по этой причине могут различаться между собой в несколько раз и более. Этот вывод следует из сравнения показателей надежности, приводимых различными авторами.

На этом основании можно утверждать, что зависимость показателей надежности оборудования от местных условий является закономерностью, которую необходимо учитывать при оценке надежности систем электроснабжения. К этому добавим, что эксплуатационные данные, в том числе рассматриваемые показатели, как правило, имеют недостаточную достоверность. Показатели надежности новых типов оборудования вообще отсутствуют.

Отмеченная неопределенность вносит существенные трудности в расчеты надежности, являясь одной из причин, которая исключает применение таких расчетов в процессе решения практических задач, возникающих при создании реальных систем. Область использования расчетов надежности системы ограничивается различного рода ориентировочной и сравнительной оценкой надежности, которую следует выполнять, основываясь на одном источнике исходных показателей. Такая оценка в некоторых случаях позволяет более обоснованно подходить к решению вопросов надежности при их постановке в обобщенном виде. В связи с этим применение особо точных, а тем более сложных методов расчета, которые встречаются в литературе, не требуется, так как достигаемая при этом точность расчета не оправдывается точностью исходных показателей. При расчетах следует использовать возможные упрощения и критически оценивать порядок получаемых показателей надежности. В зависимости от характера решаемой задачи и параметров рассматриваемой системы электроснабжения можно оперировать с укрупненными показателями, характеризующими элемент системы в целом, а не с показателями надежности каждого вида оборудования, входящего в данный элемент. В суммарных показателях можно не принимать во внимание составляющие, определяемые произведением вероятностей отказа. Из-за высокой надежности электрооборудования такие составляющие являются элементами повторного счета.

Разработанные методы расчета показателей надежности в первом приближении создают основу для решения вопроса определения ее рационального уровня, а также оптимизации систем электроснабжения с учетом надежности в зависимости от технико-экономических характеристик потребителя и его системы электроснабжения. При этом могут быть отмечены два подхода к решению этой задачи.

В том случае, когда экономические последствия перерывов электроснабжения не поддаются стоимостному выражению, выбор оптимального уровня надежности может базироваться на использовании натуральных показателей последней.

Реальная надежность любой системы электроснабжения будет находиться между «абсолютной надежностью» ($H = 1$) и «абсолютной ненадежностью» ($H = 0$), т. е. в пределах $0 \leq H \leq 1$. Показатель H может быть регламентирован и использован для оценки надежности электроснабжения с учетом объема резервирования в каждой конкретной системе при ее проектировании. Критерий можно представить в виде заданного числа перерывов и их длительности, количества недоотпущенной электроэнергии в заданный период, и т. д.

К сожалению, до настоящего времени не существуют какие-либо регламентированные в этом отношении натуральные показатели, которые могли бы быть использованы в качестве критериев надежности. Это обстоятельство не случайно, поскольку достоверность исходного материала, на основе которого могут устанавливаться рассматриваемые критерии, остается неопределенной. Поэтому при разработке нормативных показателей надежности возникают трудности. Прежде всего, какой уровень организации эксплуатации должен приниматься в качестве исходного при разработке нормативных показателей, необходим ли учет фактического уровня эксплуатации, в условиях которого будет работать проектируемая система электроснабжения, и каким образом может быть оценен этот уровень при отсутствии статистических данных. В зависимости от нормируемого показателя этот уровень не должен зависеть от

параметров рассматриваемой системы электроснабжения, но в то же время должен как-то учитывать характеристики технологического процесса потребителя и др. Решение перечисленных вопросов в той или иной степени требует экспертного подхода, что снижает значимость решений, принимаемых на основе расчетов надежности. К этому добавим, что в литературе, кроме общих рекомендаций о необходимости нормирования натуральных показателей надежности с целью их применения для оптимизации систем электроснабжения, до сих пор никаких конкретных предложений не встречается.

Второй подход базируется на технико-экономической оценке надежности и возможен для тех потребителей, для которых известны стоимостные показатели ущерба, возникающего при перерывах электроснабжения. В этом случае представляется возможным сопоставить рациональность дополнительных затрат на резервные элементы с размерами ущерба, предотвращаемого благодаря вводу в систему электроснабжения этих резервных элементов. В результате можно говорить об оптимизации надежности электроснабжения, т. е. определении ее наивыгоднейшего уровня с позиций интересов народного хозяйства.

При оптимизации надежности оценка экономических последствий из-за внезапного перерыва электроснабжения конкретных потребителей производится, как правило, с использованием удельных показателей ущерба. При этом имеются различные предложения по виду удельных показателей. В частности, величину ущерба относят к недоотпущенной при перерывах электроэнергии, к потребляемой мощности потребителя, к одному отключению, к продолжительности отключения и т. п.

Из изложенного следует, что при наличии данных об удельном ущербе и вероятностных характеристиках отказов системы электроснабжения имеется возможность установить оптимальный уровень надежности. К сожалению, рассмотренный подход к оптимизации надежности в том или ином плане до сих пор остается нерегламентированным и не используется при решении практических задач надежности в процессе проектирования систем электроснабжения конкретных потребителей. Имеющиеся рекомендации в этом отношении ограничиваются различными публикациями, сплошь и рядом с противоречивой трактовкой рассматриваемых вопросов надежности.

В этой связи отметим некоторые замечания к имеющимся рекомендациям. Как указывалось, в основе оптимизации надежности находится учет ожидаемого ущерба в составе приведенных затрат системы электроснабжения. Приведенные затраты в таком случае приобретают вероятностный характер, что создает неопределенность принятия решений. Однако считается, что при многократном применении критерия приведенных затрат ко многим подобным системам неопределенность исключается заменой случайного значения ущерба на его математическое ожидание. Это утверждение требует доказательства, так как оптимизация предусматривает сопоставление дискретных величин, определяемых реальными затратами народного хозяйства, с вероятностными величинами, которые должны быть приведены к выбранному сроку их реализации. При этом для каждой конкретной системы отклонение рассматриваемых составляющих в любую сторону от их оптимального соотношения всегда связано с ущербом для народного хозяйства.

Исследования ущербов на действующих предприятиях показывает, что значение ущерба определяется местными условиями: структурой предприятия, организацией его производства и т. п. При этом значения удельных ущербов для однотипных предприятий существенно различаются между собой. При таких условиях усредненный подход к оценке ущерба не только в пределах отрасли производства, но даже для однотипных предприятий встречает возражения. При проектировании предприятий с оборудованием нового типа и новыми технологическими процессами возможна только весьма грубая оценка ущерба.

По существу, ущерб имеет вероятностный характер, так как одинаковые по продолжительности перерывы электроснабжения могут приводить к разным значениям ущерба, поскольку возможно совпадение перерыва с той или иной частью технологического процесса. В результате необходимо выявление закона распределения ущерба и его средних значений.

Оценка ущерба, возникающего из-за недовыпуска продукции, связана со значительными трудностями, так как почти невозможно учесть влияние недовыпуска продукции на одном рассматриваемом предприятии на показатели народного хозяйства в целом.

Приведенные соображения показывают, что оптимизация надежности электроснабжения с помощью технико-экономического расчета в настоящее время еще не может служить основанием для решения практических задач с необходимой строгостью.

Методики определения народнохозяйственного ущерба имеют в своей основе разные подходы, что предопределяет разные числовые характеристики ущерба. Существующая информация об экономических последствиях перерывов электроснабжения должна относиться к собственно неполной. При этом учитываются условия формирования этой информации, которым свойственна концептуальная неопределенность из-за отсутствия четкой методики определения ущербов.

Необходимость использования вероятно неполной информации о натуральных показателях надежности и собственно неполной информации об ущербах создает условия, характерные для так называемой эпистемологической неопределенности. В таких условиях оптимизация надежности на основе детерминированных значений и, в частности, значений математического ожидания не может считаться адекватной решаемой задаче.

Решить проблему надежности предлагается следующим методом.

На основании имеющегося статистического материала принимаются граничные значения «от» и «до» натуральных показателей надежности рассматриваемого оборудования. Считается, что в этих пределах распределение равномерное. Исходя из этого устанавливается математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение показателей. Эти показатели используются для расчета надежности конкретных систем электроснабжения с учетом состава оборудования и режимов работы системы. По методу «наибольшей достоверности» для системы электроснабжения устанавливается интервал, в котором находятся примерно 80 % наиболее вероятных значений рассматриваемых показателей надежности. Интервал разделяется на t равных промежутков, середина которых принимается за исходный показатель надежности.

Зная удельный ущерб, продолжительность перерыва электроснабжения и значение отключаемой нагрузки на каждом интервале, определяют t равновероятных значений ущерба (единичный ущерб), а также t равновероятных промежутков времени, в конце которых вероятность появления хотя бы одного отказа превышает 0,95, т. е. такое событие считается достоверным.

Принимается расчетный срок на который осуществляется проектирование рассматриваемой системы электроснабжения. Полное число достоверных отказов определяется как частное от деления расчетного срока на промежуток времени достоверного отказа. Последнее позволяет учесть разновременность затрат, вызванных ущербами из-за перерывов электроснабжения за расчетный срок.

Учет ущерба производится также исходя из имеющегося статистического материала с фиксацией исходного диапазона его значений. Предполагается, что значения удельного ущерба распределяются в исходном диапазоне равномерно. Этот диапазон делится на n равных интервалов. В качестве характеристики удельного ущерба принимается его значение в середине интервала, которое используется для определения единичного ущерба.

Используя значение натуральных показателей надежности и приведенной к началу расчетного срока величины единичного ущерба составляют матрицу равновероятных приведенных ущербов для рассматриваемой системы электроснабжения. Каждый элемент матрицы соответствует m показателям надежности и n показателям удельного ущерба. На основании матрицы ущербов составляется матрица суммарных приведенных затрат системы электроснабжения, или матрица потерь, как превышение приведенных затрат рассматриваемого варианта над затратами варианта, в котором они наименьшие. Выбор целесообразного варианта системы электроснабжения производится на основании матрицы приведенных затрат для каждого из рассматриваемых вариантов по критерию Байеса или минимаксного критерия Севиджа.

В порядке реализации рассмотренной методики сравниваются две системы электроснабжения с разной надежностью. Техничко-экономическая оценка надежности выполнена с использованием критерия минимума приведенных затрат по трем подходам: с учетом математического ожидания ущерба при неоднозначности натуральных показателей надежности оборудования; с учетом ущербов от достоверных перерывов питания, приведенных к началу расчетного срока; с использованием метода приведения ущерба от перерывов питания к началу расчетного срока при неопределенности значений удельного ущерба. Выводы о целесообразности рассматриваемых систем электроснабжения различаются в зависимости от методики решения задачи и используемых критериев эффективности.

Рассмотренная методика вносит определенную строгость в теорию оптимизации надежности. Она содержит обработку исходных данных с помощью теории вероятностей и с учетом некоторых логических предположений. Однако решения не получаются однозначными, так как возможны иные предположения; возможность использования нескольких критериев дает определенную свободу при выборе оптимального варианта. Расчетный период, используемый в качестве предпосылки, требует специального обоснования, в противном случае он остается неопределенным.

Для расчета надежности определяют число перерывов питания и их длительность. Перерывы при эксплуатации городской электросети могут произойти внезапно из-за аварийного повреждения отдельных элементов сети, а также в плановом порядке — при капитальном ремонте и текущем обслуживании. Число и длительность перерывов определяются качественными показателями оборудования сети, а также организацией мер по поддержанию работоспособности оборудования, в частности сроками и объемами предупредительных ремонтов, профилактических испытаний и т. п. Время ликвидации возникающих нарушений зависит от организации работ дежурных и ремонтных бригад.

Учитывая, что организация эксплуатации является различной для разных городских сетей, расчет надежности следует проводить, ориентируясь на местные особенности сети, что затрудняет разработку обобщенных критериев надежности.

При определении ожидаемого числа повреждений в сети оперируют средними для данной сети значениями отказов ее элементов. Поскольку перерывы питания являются следствием повреждения оборудования и других внезапных отклонений от нормального режима работы сети, то и перерывы возникают случайно со средней частотой. При этом среднее число перерывов электроснабжения приравнивается к их ожидаемому числу.

Таблица 9. Повреждаемость основного оборудования и длительность перерывов электроснабжения

Элементы городской электросети	Средняя повреждаемость	Длительность перерыва электроснабжения, ч	
		внезапный	плановый
Кабельные линии, км-год:			
10 кВ	0,045	10	6
6 кВ	0,033	10	6
1 кВ	0,15	10	6
Воздушные линии, км- год:			
6-10 кВ	0,2	2,5	12
1 кВ	0,3	2,5	6
Трансформаторы 6-10 кВ, трансформатор/год:			
воздушных сетей	0,01	10	8
кабельных сетей	0,001	6	8
В целом (кабельных сетей):			
ТП	0,001	4	8
РП	0,015	6	12
Резервируемая сеть (ручное включение) до 10 кВ	-	1,5	-

Следовательно, необходимо иметь статистические данные повреждаемости различных элементов городских сетей, а также длительности перерывов в электроснабжении, что позволит, в свою очередь, установить число недоотпущенной потребителю электроэнергии. Опыт эксплуатации сетей показывает, что время ликвидации аварии определяется схемой питания, видом поврежденного оборудования и временем его восстановительного ремонта, готовностью персонала к ликвидации нарушения и т. п.

Следует отметить, что надежность электроснабжения потребителей в городских сетях представляется достаточно высокой, что определяется низким уровнем повреждаемости оборудования. Основная доля нарушений питания возникает в кабельных линиях; недоотпуск энергии увеличивается по мере приближения поврежденного элемента сети к источнику питания. Поэтому при построении сетей основное внимание уделяется резервированию кабельных линий 6-10 кВ.

Городское освещение

В сетях наружного освещения применяют напряжение 380/220 В переменного тока при заземленной нейтрали. В установках подсвета зелени с использованием специальных низкорасположенных осветительных приборов допускается применение напряжения 220 В при соблюдении требований, предъявляемых ПУЭ к светильникам для помещений с повышенной опасностью. В установках освещения фонтанов номинальное напряжение питания погружаемых в воду осветительных приборов не должно превышать 24 В.

В установках освещения улиц, дорог и площадей допускается использование линейного напряжения 380 В для питания светильников с газоразрядными лампами. При этом должна быть предусмотрена возможность одновременного отключения всех фазных проводов, вводимых в светильник; на самом светильнике наносят хорошо различимую надпись — 380 В.

Освещение улиц, дорог и площадей в городах и поселках должно обеспечивать значения средней яркости усовершенствованных покрытий, указанные в табл. 10.

Таблица 10. Нормируемые значения средней яркости дорожных покрытий улиц, дорог и площадей

Категория объекта по освещению	Улицы, дороги и площади	Наибольшая интенсивность движения транспорта в обоих направлениях, единиц/ч	Средняя яркость покрытия, кд/м ²	Средняя горизонтальная освещенность покрытия, лк
А	Магистральные улицы общегородского значения; площади главные, вокзальные и многофункциональных транспортных узлов	Выше 3000	1,6	20
		1000-3000	1,2	20
		500-1000	0,8	15
		Менее 500	0,6	15
Б	Магистральные улицы районного значения, дороги грузового движения (общегородского значения), площади перед крупными общественными зданиями и сооружениями	Выше 2000	1	15
		1000-2000	0,8	15
		500-1000	0,6	10
		Менее 500	0,4	10
В	Улицы и дороги местного значения, дороги промышленных и коммунальных складских районов, поселковые улицы и площади	Выше 500	0,4	6
		Менее 500	0,2	4

Средняя яркость скоростных дорог принимается равной 1,6 кд/м² независимо от интенсивности движения транспорта. Следует также иметь в виду, что при определении категорий улиц и площадей по таблице интенсивность движения транспорта принимается с учетом перспективы развития на ближайшие 10 лет.

Для непроезжих частей улиц, дорог, площадей, бульваров и скверов, пешеходных улиц и территорий, микрорайонов городов и поселков нормируется средняя горизонтальная освещенность на уровне покрытия (табл. 11).

По условиям обеспечения надежности электроснабжения устройства наружного освещения и устройства управления ими относятся к следующим категориям:

- 1 — диспетчерские пункты управления сетями наружного освещения города;
- 2 — осветительные установки городских транспортных и пешеходных туннелей, дорог, площадей категории А в столицах союзных республик, портовых и крупных городах;
- 3 — остальные осветительные установки.

Таблица 11. Нормируемые значения горизонтальной освещенности на уровне покрытий для непроезжих территорий

Освещаемые объекты	Средняя горизонтальная освещенность, лк
Непроезжие части площадей категорий А и Б и заводские площадки Тротуары, отделенные от проезжей части, на улицах категорий:	10
А	4
Б и В	2
Посадочные площадки общественного транспорта на улицах всех категорий	10
Пешеходные мостики	10
Автостоянки на улицах всех категорий	4
Пешеходные туннели: днем	100
вечером и ночью	40
Лестницы пешеходных туннелей вечером и ночью	40
Пешеходные улицы	4
Пешеходные дорожки бульваров и скверов, примыкающих к улицам категорий.	
А	6
Б	4
В	2
Пешеходные аллеи и дорожки микрорайонов	4
Внутренние служебно-хозяйственные и пожарные подъезды, тротуары подъездов микрорайонов	2
Автостоянки, хозяйственные площадки микрорайонов	2
Прогулочные дорожки в микрорайонах	1

Для повышения надежности работы осветительных установок городских транспортных и пешеходных туннелей длиной более 80 м предусматривают электроснабжение их пунктов питания от разных секций

вводно-распределительного устройства, подключенных к разным линиям на напряжение 0,4 кВ и разным трансформаторам двухтрансформаторной подстанции или трансформаторам двух одностранформаторных подстанций, питающихся по разным линиям 10(6) кВ.

В ночное время при снижении интенсивности дорожного движения уровень наружного освещения городских улиц, дорог и площадей при нормируемой средней яркости 0,4 кд/м² или средней освещенности 4 лк и более может быть снижен выключением не более половины светильников. При этом нельзя отключать два рядом расположенных светильника.

На улицах и городах при нормируемой средней яркости 0,2 кд/м² или средней освещенности не более 2 лк на пешеходных мостиках, автостоянках, пешеходных дорогах, пожарных проездах, а также на улицах и дорогах сельских населенных пунктов частичное и полное отключение освещения в ночные часы не производится.

Электроснабжение установки наружного освещения получают, как правило, от трансформаторов, предназначенных для питания сети общего пользования; использование для указанной цели отдельных трансформаторных подстанций или специальных трансформаторов допускается лишь в исключительных случаях при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Светильники, устанавливаемые на территории микрорайона, подключают к пунктам питания наружного освещения или к сетям уличного освещения, примыкающим к микрорайону (исключая сети улиц категории А). Светильники наружного освещения территорий детских учреждений, школ, больниц, санаториев и т. п. подключают к вводным устройствам зданий или к трансформаторным подстанциям.

Световые указатели, светящиеся дорожные знаки, светильники открытых лестничных входов и выходов пешеходных туннелей присоединяют к тем проводам сети уличного освещения, которые ночью находятся под напряжением. К сетям уличного освещения не рекомендуется подключать устройства освещения реклам, витрин и т. п. В то же время к проводам, находящимся под напряжением только в вечерние часы, присоединяют осветительные приборы праздничного освещения и освещения архитектурных объектов суммарной мощностью не более 2 кВт на фазу.

Каждый светильник, в котором используются газоразрядные лампы, должен иметь индивидуальную компенсацию реактивной мощности с тем, чтобы коэффициент мощности был не ниже 0,85.

Линии сети наружного освещения подключают к пунктам питания с учетом обеспечения равномерной нагрузки фаз трансформаторов, для чего отдельные линии присоединяют к разным фазам с соответствующим чередованием фаз. В условиях обеспечения режима работы установок наружного освещения в ночные часы с отключением части светильников во многих случаях прокладывают отдельные распределительные линии вечернего и ночного освещения. Распределительные сети наружного освещения улиц, дорог, площадей, территорий микрорайонов в населенных пунктах, как правило, выполняют воздушными с использованием голых проводов. Кабельными выполняют распределительные сети территории детских учреждений, участков улиц с троллейбусным движением в местах наибольшей вероятности схода штанг, а также линии, питающие осветительные приборы подсвета зелени, фасадов зданий, скульптур и монументов. Распределительные сети наружного освещения на улицах категорий А и Б в районах застройки зданиями высотой более пяти этажей, а также на территориях общегородских парков, садов, бульваров, примыкающих к улицам и площадям категорий А и Б, допускается выполнять в виде кабельных линий. Все переходы от кабельных линий к воздушным оборудуются отключающими устройствами, смонтированными в ящиках, которые устанавливают на опорах на высоте не менее 2,5 м от поверхности земли. Это требование не распространяется на кабельные выводы из пунктов питания на опоры, а также на переходы дорог и обходы препятствий, выполняемые кабелем.

В осветительных установках с газоразрядными источниками света, как правило, сечения нулевых жил кабелей принимаются равными сечению фазных проводов. Если же в этих случаях обеспечиваются требования по допустимой потере напряжения и по пропускной способности нулевой жилы, ее сечение может быть уменьшено. В воздушных линиях сечение нулевого провода выбирается во всех случаях равным сечению фазного провода.

Перечень основных типов светильников с соответствующими лампами приведен в табл. 3. Обозначения источников света: ДНаТ — натриевая лампа высокого давления, ДРИ — металлогалогенная лампа, ДРЛ — дуговая ртутная лампа. Цифра, стоящая после букв, означает мощность лампы, Вт. Виды светильников показаны на рис. 12.

Действующими нормативными документами установлено, что включение наружного освещения улиц, дорог, площадей, территорий микрорайонов и т. д. производится при снижении уровня естественной освещенности до 20 лк, а отключение — при ее повышении до 10 лк. Время же отключения на ночь части светильников и их включения вновь устанавливается исполнительными комитетами Советов народных депутатов города (поселка).

Таблица 12. Основные типы светильников наружного освещения

Тип	Краткая характеристика светильника	Рис. 1	Тип лампы	cosφ _{ном}
ЖКУ01-400-001	Консольный, закрытый, зеркальный, защитное стекло из прозрачной пластмассы, корпус — штампованный	а	ДНаТ-400	0,85
ЖКУ001-250-003	То же	а	ДНаТ-250	0,85
ЖКУО1-400-002	Консольный, открытый, зеркальный, с защитным козырьком из прозрачной пластмассы, корпус — штампованный	б	ДНаТ-400	0,85
ЖКУ01-250-004	То же	б	ДНаТ-250	0,85
ЖКУ02-400-001	Консольный, закрытый, зеркальный, защитное стекло из прозрачной пластмассы, корпус — литой	в	ДНаТ-400	0,85
ЖКУ02-250-003	То же	в	ДНаТ-250	0,85
ЖКУ02-400-002	Консольный, открытый, зеркальный, с защитным козырьком из прозрачной пластмассы, корпус — литой	г	ДНаТ-400	0,85
ЖКУ02-250-004	То же	г	ДНаТ-250	0,85
ГКУ02-400-001	Консольный, закрытый, зеркальный, защитное стекло из прозрачной пластмассы, корпус — литой	в	ДРИ-400	0,85
ГКУ02-250-003	То же	в	ДРИ-250	0,85
ГКУ02-400-002	Консольный, открытый, зеркальный, с защитным козырьком из прозрачной пластмассы, корпус — литой	г	ДРИ-400	0,85
ГКУ02-250-004	То же	г	ДРИ-250	0,85
РКУО1 -400-006(010)	Консольный, открытый, зеркальный, корпус — штампованный	д	ДРЛ-400	0,85
РКУО1 -250-007(009)	То же	д	ДРЛ-250	0,85
РКУ02-400-002	Консольный, открытый, зеркальный, с защитным прозрачным козырьком, корпус — литой	г	ДРЛ-400	0,85
РКУ02-250-004	То же	г	ДРЛ-250	0,85
РКУ01-125-008	Консольный, открытый, зеркальный, корпус — штампованный	д	ДРЛ-125	0,85
СЗПР-250БМ(цМ)	Подвесной, закрытый, зеркально-призматический, преломитель из силикатного стекла, корпус — штампованный	е	ДРЛ-250	0,55
СПОР-250	Подвесной, открытый, рассеиватель из молочного силикатного стекла	ж	ДРЛ-250	0,55
РТУ02-250-008	Венчающий, закрытый, рассеиватель из молочного силикатного стекла	з	ДРЛ-250	0,85
РТУ01-125/С53-01	Венчающий, закрытый, рассеиватель из рифленой прозрачной пластмассы	и	ДРЛ-125	0,85
РТУ04-125... (Олимпийский)	Венчающий, закрытый, рассеиватель из силикатного стекла	к	ДРЛ-125	0,85
СПО-200-1, СГ10-200-2	Подвесной, открытый, рассеиватель из молочного силикатного стекла	л	ЛН-200	1
НКУО1-200/Д23-01	Консольный, открытый, отражатель — диффузно отражающий, корпус — штампованный	м	ЛН-200	1

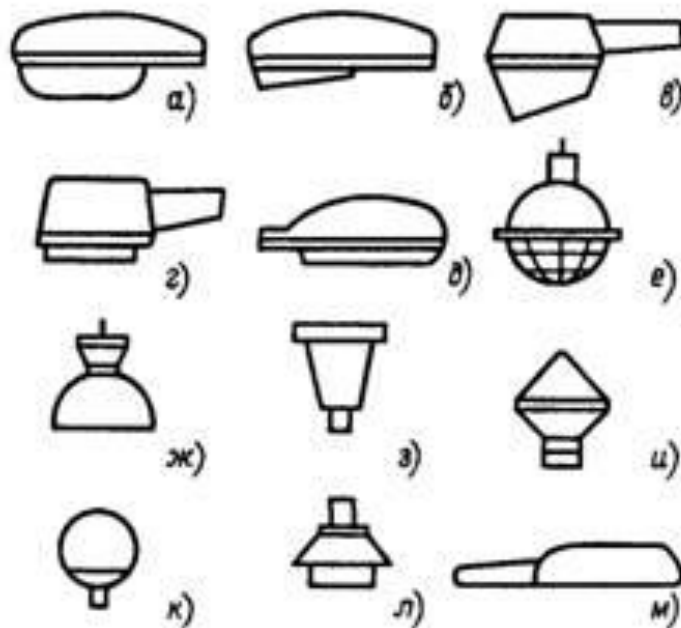


Рис. 35. Виды светильников наружного освещения

Управление сетями наружного освещения может быть телемеханическим или дистанционным. Централизованное телемеханическое управление целесообразно применять в городах с населением свыше 50 тыс. жителей. Централизованное дистанционное — в городах и населенных пунктах с количеством жителей до 20 тыс. В городах с населением 20 — 50 тыс. жителей может быть применено или централизованное телемеханическое, или централизованное дистанционное управление.

Управление наружным освещением города или поселка необходимо осуществлять от одного центрального диспетчерского пункта. В больших городах появляется необходимость помимо централизованного создать ряд районных диспетчерских пунктов. В этих случаях центральный и районные диспетчерские пункты соединяют прямой телефонной связью. В качестве дублирующей связи во многих случаях используют УКВ- радиосвязь.

Управление освещением территории микрорайонов, парков, детских учреждений, гостиниц, больниц и т. п. также целесообразно осуществлять от системы управления наружным освещением города или поселка.

Системы централизованного телемеханического управления должны обеспечивать передачу на исполнительные пункты наружного освещения приказы «Включить все освещение», «Включить (отключить) часть освещения», «Отключить все освещение». На диспетчерский пункт с исполнительных пунктов должны передаваться сигналы: «Включено все освещение», «Включена (отключена) часть освещения»; «Отключено все освещение», «Несоответствие состояния освещения посланному приказу, а также неисправность в сети наружного освещения и канала связи».

Системы централизованного дистанционного управления предусматривают управление коммутационными аппаратами, обеспечивающими работу освещения в вечерние и ночные часы, главных пунктов питания последовательно включаемых участков сети наружного освещения и контроль их состояния по наличию напряжения на конце участка.

Управление коммутационными аппаратами участков сети наружного освещения производится путем последовательного (каскадного) их включения: к концу участка сети, включаемого контактором головного пункта питания, присоединяется катушка контактора следующего пункта питания (промежуточного).

Для отключения части светильников в ночные часы используются вторые контакторы. В воздушно-кабельных сетях в один участок сети (каскад) наружного освещения принято включать до 10 пунктов питания, а в кабельных — до 15.

Контроль состояния основных направлений (каскадов) обеспечивается при любых способах централизованного управления. В каскадных схемах управления допускают применение неконтролируемых участков: в воздушных сетях не более одного пункта питания, а в кабельных — не более двух.

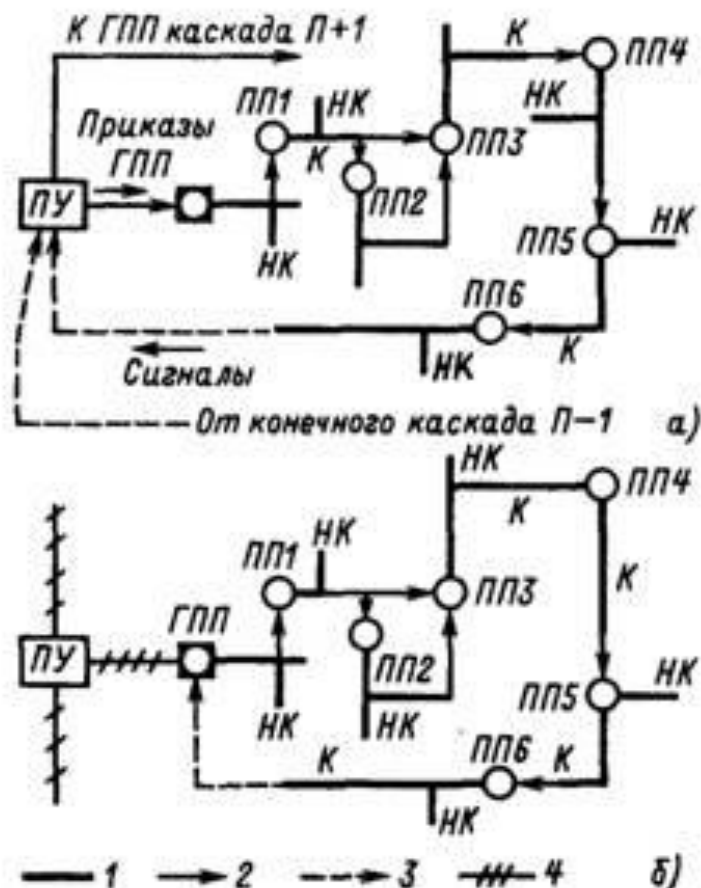
Сеть каскадного управления строится таким образом, чтобы наружное освещение улиц, дорог и площадей категорий А и Б входило в головной участок каскада или в ближайшие к головному участку.

На рис. 36 приведены примеры структурной схемы построения каскада при телемеханическом и дистанционном управлении, а на рис. 37 — пример привязки пунктов питания к последовательно включенным участкам сети.

При проектировании схем наружного освещения проводится расчет включения контактора каждого каскада. При этом напряжение на его катушке при прохождении пускового тока должно быть не ниже 85% номинального.

В качестве каналов связи в системах централизованного телемеханического управления наружным освещением, как правило, применяют прямые провода, абонируемые у телефонной сети. Допускается применение каналов высокочастотного или тонального уплотнения городских сетей, а также специально прокладываемых проводных линий связи.

В настоящее время наиболее массовыми установками централизованного телемеханического управления являются установки марки УТУ-4М. Установки выпускаются в пяти модификациях: на 5, 10, 20, 30 и 50 исполнительных пунктов, т. е. на 5, 10, 20, 30 и 50 каскадов.



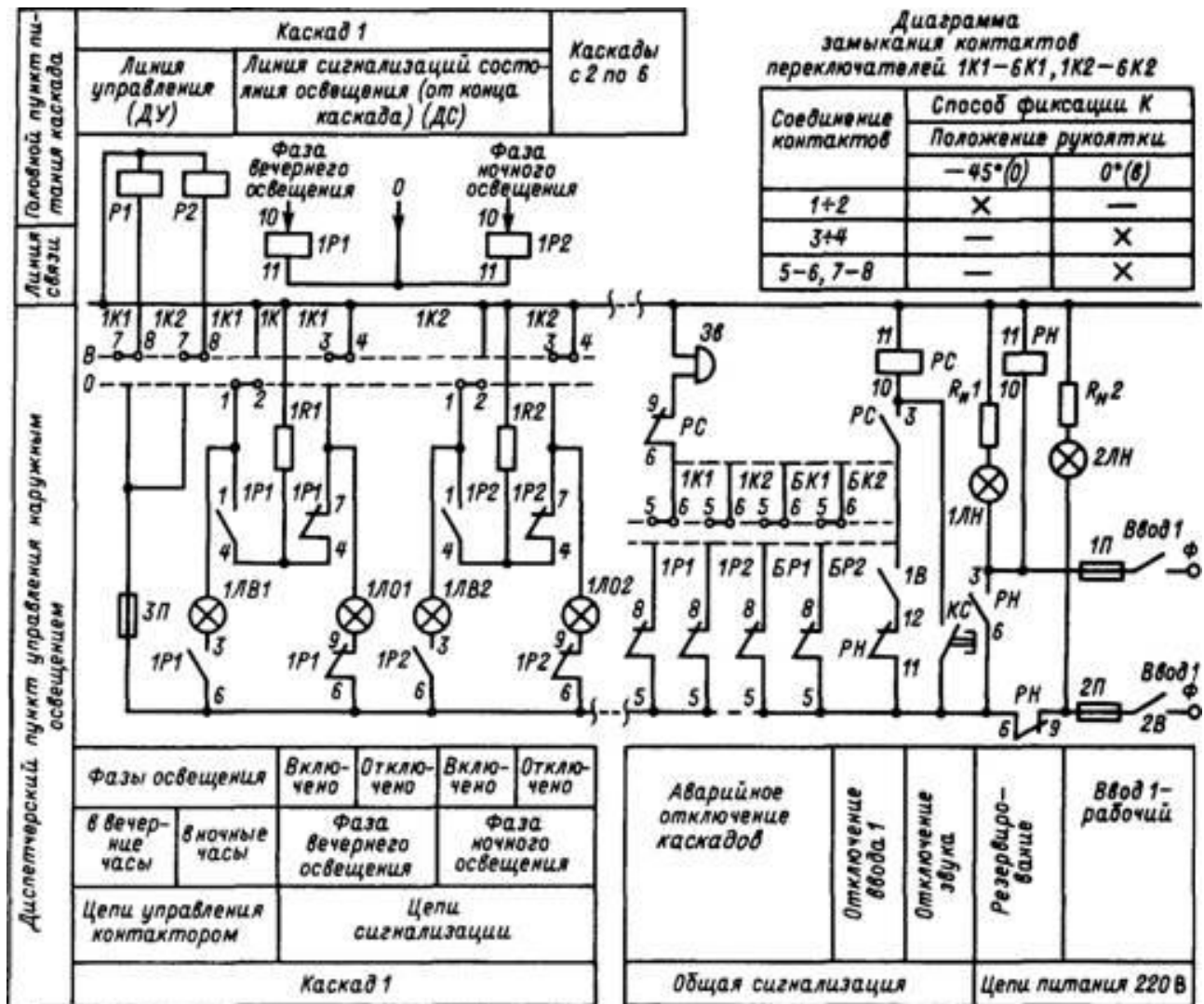
а — при дистанционном управлении; б — при телемеханическом управлении; ГПП — головной пункт питания; ПП1 — ПП6 — промежуточный пункт питания; К — контролируемые направления; НК — неконтролируемые направления наружного освещения; 1 — линия электропитания светильников; 2 — линия управления контакторами; 3 — линия сигнализации; 4 — канал телемеханики

Рис. 36. Структурные схемы построения каскада наружного освещения

Установка состоит из аппаратуры пункта управления (ПУ) и исполнительных пунктов (ИП). Аппаратура ПУ представляет собой пульт управления с коммутационными и сигнальными приборами, совмещенный с блоками телемеханики, связи и питания. Аппаратура ИП представляет собой навесной шкаф, содержащий блоки телемеханики, питания, контроля состояния сети наружного освещения и исполнительные реле. Шкаф устанавливается в головном пункте питания каскада.

Структура каналов связи — радиальная.

Для кодирования команд и сигналов применяют постоянный ток положительной и отрицательной полярности и переменный ток промышленной частоты. Передача сигналов — непрерывная, передача команд — импульсная с обрывом на этот период тока сигнализации. Предусмотрено индивидуальное управление каждым ИП и групповое управление всеми ИП.



1K1, 1K2 — контакты контакторов освещения в вечерние часы; 1P1, 1P2 — промежуточные реле включения контактов

Рис. 37. Пример привязки пунктов питания и сети наружного освещения, состоящей из ряда последовательно включаемых участков при дистанционном управлении

Для управления освещением небольших поселков и сельских населенных пунктов, не имеющих диспетчерских пунктов, целесообразно использовать автоматические фотоэлектрические или программные устройства. В городах эти установки могут найти применение для управления наружным освещением улиц и микрорайонов, еще не включенных в общую систему централизованного управления, а также для управления световой рекламой.

Автоматические фотоэлектрические установки целесообразно устанавливать на диспетчерских пунктах для уточнения моментов включения и отключения наружного освещения.

В табл. 13 приведены основные характеристики автоматических и фотоэлектрических устройств.

Таблица 13. Основные технические характеристики фотоэлектрических и программных устройств

Тип	Принцип работы	Пределы регулирования по освещению	Условия работы		Потребляемая мощность, Вт	Коммутируемая нагрузка при V = 220 В, А
			Температура, °С	Влажность, %		
ПРО-68-II	Автоматический фотоэлектрический с программным управлением отключения части нагрузки в ночные часы	2-15	-30-г- 4-35	До 98	20	5
АВО-I	Автоматический фотоэлектрический	3-5	-40 4- +40	До 100	5	0,45
АО-77	Автоматический фотоэлектрический	3-8	-10 4- +40	До 80	8	0,6
2РВМ	Реле времени двухпрограммное	-	-20 4- +50	До 80	-	15

2 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

Практические занятия проводятся с целью закрепления знаний, полученных при изучении теоретического курса. Тематика практических занятий приведена в таблице.

№	Наименование темы	Кол-во акад. часов
1.	Определение показателей и характеристик графиков электрических нагрузок.	2
2.	Расчет электрических нагрузок.	4
3.	Построение картограммы электрических нагрузок, определение ЦЭН и построение эллипса зоны рассеяния ЦЭН	2
4.	Технико-экономические расчеты в системах электроснабжения городов.	4
5.	Выбор напряжения распределительных сетей. Выбор числа ступеней трансформации напряжения.	2
6.	Выбор сечения проводов (кабелей). Потери напряжения в трансформаторах. Потери мощности и энергии в сетях.	4

На практических занятиях каждому студенту выдаются индивидуальные задания, которые выполняются как на занятиях, так и во внеаудиторное время.

Комплекс научно-технических задач, связанных с экономией энергоресурсов, приобретает в настоящее время большое значение в эксплуатации систем электроснабжения промышленных объектов и городов и повышении эффективности их функционирования.

Эффективная и надежная работа схем электроснабжения будет обеспечена в случае системного решения комплекса задач как организационного, так и технического уровня, направленного на снижение эквивалентных среднегодовых расходов с учетом всех возможных режимов работы сети.

Современная система электроснабжения должна удовлетворять ряду требований: экономичности и надежности, безопасности и удобству эксплуатации, обеспечению надлежащего качества электроэнергии, уровней напряжения, стабильности частоты и т.п.

Чтобы решить указанные задачи, необходимо научиться производить технические расчеты систем электроснабжения и условий их работы.

Данные методические указания предназначены для организации практических занятий по дисциплине «Электроснабжение городов» студентам.

Многообразие условий, которые необходимо учитывать при проектировании систем электроснабжения городов, не позволяет в ряде случаев дать однозначные рекомендации по некоторым вопросам. Поэтому они должны решаться путем тщательного анализа специфических требований, предъявляемых к электроснабжению данного вида производства, данной отрасли промышленности или города.

Назначением методических указаний является оказание помощи студентам в получении необходимых дополнительных знаний в области систем электроснабжения, позволяющих успешно работать в избранной сфере деятельности, обладая профессиональными компетенциями, способствующими его мобильности и устойчивости на рынке труда.

В методических указаниях даны структура, задания и методика реализации практических занятий в соответствии с учебной программой. При самостоятельном выполнении различных видов заданий слушатели учатся осваивать новый материал, работать с практическими примерами расчетов в системах электроснабжения, научной литературой.

Назначение практической работы

При проведении практических занятий по разделам теоретического курса студентам необходимо:

освоить практические навыки по программе теоретического курса в соответствии с индивидуальным планом подготовки составленным дополнительно к учебно-тематическому плану учебной дисциплины в зависимости от квалификации или специфики трудовой деятельности;

выполнить задания и подготовить устные ответы на контрольные вопросы, приведенные после каждой темы;

пройти тестирование.

Темы на практические занятия преподаватель выдает студентам на консультациях после собеседования со студентами или входного контроля.

Цели и задачи практических занятий

Целью курса «Электроснабжение городов» является повышение профессионального уровня, профессиональной компетентности и получение дополнительного образования в области проектирования и эксплуатации систем электроснабжения.

С целью овладения указанным видом профессиональной деятельности и соответствующими профессиональными компетенциями студент должен:

освоить методы расчета однофазных и трехфазных электрических нагрузок, изучить тепловые процессы в проводниках и элементах систем электроснабжения при изменяющейся нагрузке;

научиться выбирать оптимальные параметры силовых трансформаторов и технических средств компенсации реактивной мощности;

изучить методы расчета и способы реализации экономически целесообразного режима работы трансформаторов;

изучить вопросы проектирования электрических сетей;

изучить методики оценки уровней напряжения в сети и способы их улучшения на суточном интервале времени.

В процессе выполнения практических занятий студент должен приобрести умения:

системного решения комплекса задач как организационного, так и технического уровня, направленного на снижение эквивалентных среднегодовых расходов с учетом всех возможных режимов работы системы электроснабжения;

расчета электрических нагрузок и выбора токоведущих частей и коммутационно-защитных аппаратов;

проверки на стойкость к токам КЗ выбранных электрических аппаратов;

выбора оптимальной мощности силовых трансформаторов и синхронных электродвигателей, используемых для компенсации реактивной мощности, типов компенсирующих устройств и мест их установки с целью обеспечения условий потребления реактивной мощности и нормальных режимов работы электроприемников;

оптимального распределения источников реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий;

определения центра электрических нагрузок и выбора места расположения ТП, РП, ГПП;

повышения энергоэффективности работы систем электроснабжения за счет снижения потерь электроэнергии, обусловленного установкой в сетях компенсирующих устройств;

разработки организационных и технических мероприятий по естественному повышению коэффициента мощности электроустановок.

Задачей курса является:

изучение современной концепции построения интеллектуальных систем электроснабжения на основе технологий Smart Grid, современного программного обеспечения задач инновационных технологий, зарубежного опыта применения активно-адаптивных элементов в интеллектуальных сетях и оценка возможности их применения в России;

изучение концепции распределенной генерации; изучение концепции автономных систем электроснабжения (Micro Grid);

решение комплекса научно-технических проблем, связанных с экономией энергоресурсов, имеющей в настоящее время большое значение в эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий и повышении их интеллектуальности;

повышение надежности работы распределительной сети за счет выбора оптимальных параметров технических средств компенсации реактивной мощности.

Задачи практических занятий следующие:

ознакомиться с проблемами научно-технического характера по построению систем электроснабжения (СЭС) городов и управлению ими, современными технологиями электроэнергетической и электротехнической промышленности, научно-правовой и технической политики в области технологий и проектирования данных объектов;

приобрести опыт принятия технических решений и разработки проектов в области СЭС;

ознакомиться с существующими методами расчета при проектировании систем электроснабжения;

научиться оценивать повышение эффективности работы систем электроснабжения за счет рационального их построения, оптимизации режимов, координации уровней токов КЗ, снижения потерь электроэнергии, обусловленного установкой в сетях компенсирующих устройств и др.;

способствовать расширению кругозора, проявлению самостоятельности, творческой активности в решении проблем городских и промышленных систем электроснабжения.

Требования к уровню освоения содержания дисциплины

В результате освоения курса «Электроснабжение городов» студент *должен знать*: приоритеты, цели и задачи энергетической политики России; особенности ТЭК России и условия обеспечения энергетической безопасности страны; нормативно-правовую и нормативно-техническую базу в области систем электроснабжения; концепцию построения систем электроснабжения; современные и перспективные научно-обоснованные технологии систем электроснабжения; специальное программное обеспечение и технологии систем электроснабжения; организационные и технические мероприятия по естественному повышению коэффициента мощности электроустановок; методы и средства компенсации реактивной мощности; типы компенсирующих устройств и область их применения; критерии энергетической оптимизации; типовые (стандартные) технические решения, широко применяемые в мировой практике по построению и эксплуатации СЭС.

В результате прохождения курса студент *должен уметь*: пользоваться методическими нормативными материалами, технической и технологической документацией, современными техническими средствами и информационными технологиями; системно решать комплекс задач как организационного, так и технического уровня, направленного на снижение эквивалентных среднегодовых расходов с учетом всех возможных режимов работы сети; разрабатывать организационные и технические мероприятия по естественному повышению коэффициента мощности электроустановок; выбирать типы компенсирующих устройств, оптимальные параметры технических средств компенсации реактивной мощности, места установки технических средств компенсации реактивной мощности с целью обеспечения установленных в договоре энергоснабжения условий потребления реактивной мощности и нормальных режимов работы электроприемников; оценивать затраты и экономический эффект от внедрения рекомендаций по интеллектуализации систем электроснабжения; оптимизировать режимы активной и реактивной мощности системы электроснабжения, оптимально распределять источники реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий; выбирать уровни напряжений для силовой и осветительной сети, число и мощность трансформаторов на подстанции, местоположение трансформаторной подстанции, схемы и конструктивное исполнение питающей и распределительной сети; рассчитывать силовые и осветительные электрические нагрузки, элементы питающей и цеховой сети, ток коротких замыканий; осуществлять выбор, расчет и проверку защитных устройств, проверку выбранной аппаратуры токоведущих частей и селективности защит в питающей и распределительных сетях.

Методика работы с курсом

Практические занятия являются одной из наиболее наиболее продуктивных форм образовательной и познавательной деятельности слушателя курсов повышения квалификации в период обучения. Для реализации творческих способностей и более глубокого освоения дисциплины приобретение практических навыков и умений студентами курсов является критерием освоения изучаемого материала.

Текущие практические занятия направлены на углубление и закрепление изучаемого слушателем материала, на развитие его практических навыков и умений.

Они включают в себя: работу с лекционным материалом, поиск и обзор литературы и электронных источников информации по индивидуальному заданию; выполнение домашних заданий; изучение тем, вынесенных на самостоятельную проработку; подготовку к блиц-опросам, тестированию.

Работа с разделом курса начинается с лекционного материала, подробно рассматривающего конкретный аспект проблемы создания системы электроснабжения промышленных объектов или городов. Материалы лекции включают основные понятия, вопросы для самопроверки, ключевую информацию, позволяющие повысить эффективность усвоения основного содержания.

Затем студент самостоятельно изучает дополнительную литературу, выдаваемую ему при начале обучения, по мере освоения которой выполняет практические задания и отвечает на контрольные вопросы. После усвоения материала студент самостоятельно проходит тестирования по изученным разделам. При успешном прохождении самотестирования студент защищает изученный материал с использованием специализированного программного обеспечения на персональном компьютере.

Творческая часть практических занятий (по специфике основной деятельности профильного предприятия или организации) направлена на: изучение необходимого материала для постановки задачи выполнения практических работ; подготовку и выполнение практических заданий; углубленное исследование вопросов, возникших по результатам выполнения практических заданий; работу по подготовке материала индивидуальных практических занятий к выступлению на вебинаре (семинаре) или на «круглом столе»; обзор, анализ и оценка научно-исследовательских или проектно-конструкторских разработок в области систем электроснабжения по выбору студента или по заданию координатора; поиск, анализ, структурирование и презентацию информации.

На вебинарах (семинарах) предлагаются следующие виды деятельности:

Постановка задания по работе с практическим разделом. Обсуждение результатов практической работы и постановка задания по оценке ее результатов и по работе с методическими материалами. Обсуждение результатов работы с методическими материалами, отчет о выполнении индивидуальных практических занятий и постановка задания к тестированию (деловой игре) или круглому столу. Итоговое тестирование (возможно в онлайн-режиме). Подведение итогов.

К каждому практическому разделу программы разрабатывается тест.

Успешное выполнение заданий позволяет перейти к изучению следующего раздела. В случае отрицательной оценки, полученной по результатам тестирования, необходимо вновь вернуться к изучению содержания раздела и пройти повторное тестирование.

Средства обеспечения освоения дисциплины

Практические занятия проводятся как в специализированной лаборатории «Интеллектуальные системы электроснабжения», так и в мобильном компьютерном классе (11 ноутбуков), подключенных к беспроводным сетям ZigBee и к сети учебного корпуса энергетического факультета с выходом в *Internet*. Занятия проводятся в интерактивной форме семинара в диалоговом режиме. В ходе занятия инициируются дискуссии, а также разбор конкретных ситуаций. Проводятся вебинары в режиме видеоконференции с приглашением ведущих специалистов. Все виды учебных занятий проводятся с использованием технических средств обучения: интерактивная доска, мультимедийное оборудование, учебно-методические материалы представлены в виде презентаций Power Point, электронных плакатов с изображением технологических процессов, оборудования, комплексных структур.

Методические рекомендации по проведению практических занятий

Цель проведения практических занятий - научить студентов определять электрические нагрузки, показатели и характеристики ГЭН, рассчитывать режимы в городских электрических сетях, уметь выбирать номинальное напряжение сети, сечение проводов (кабелей) и мощности трансформаторов из условий технико-экономических соображений. Выбирать устройства защиты и автоматики.

В процессе обучения студенты осваивают ручные методы расчета и средства автоматизации инженерных расчетов - компьютерные промышленные разработки необходимые для последующей их реализации в практической деятельности:

Студенты должны научиться производить расчеты мощностей трехфазных и однофазных электрических нагрузок силовой и осветительной сети, уметь определить координаты центра электрических нагрузок и выбирать оптимальные места установки ТП и РП.

На основе расчета электрических нагрузок произвести расчет высоковольтных городских и сельскохозяйственных сетей с трансформаторными подстанциями и соответственно с их потребителями, а так же расчет низковольтной сети трансформаторной подстанции с низковольтными потребителями, осуществить выбор сечений проводов ВЛ, провести проверку сети на допустимые колебания напряжения при пуске двигателя.

Для выбранных вариантов электрических сетей необходимо научиться осуществлять технико-экономическое сравнение вариантов и выполнять расчёты токов трехфазного и однофазного к.з.

По результатам расчетов токов к.з. уметь выбирать и проверять высоковольтные и низковольтные электрические аппараты, осуществлять выбор устройств релейной защиты и автоматики, а также производить расчет их уставок.

Студенты должны свободно выбирать схемы и конструкции городских подстанций, РП и ТП, производить расчёты заземляющего устройства.

На первом занятии необходимо изучить типовые графики городских и сельскохозяйственных потребителей, научиться определять их показатели и характеристики. Студенты должны уметь переходить от типовых ГЭН к реальным, уметь прогнозировать ГЭН и управлять ими с помощью потребителей-регуляторов.

На втором и третьем занятиях необходимо освоить существующие методы расчета электрических нагрузок городских и сельскохозяйственных потребителей на различных ступенях системы электроснабжения, научиться пользоваться нормативно-технической документацией в области проектирования и усвоить область применения каждого расчетного метода.

На четвертом занятии следует изучить и освоить построение картограммы электрических нагрузок, определение ЦЭН и построение эллипса зоны рассеяния ЦЭН

На пятом и шестом занятиях студенты учатся применять ранее изученные экономические методы и подходы при проектировании электрической сети, осуществляют выбор вариантов построения питающих и распределительных сетей на основе технико-экономического сравнения и чистого дисконтированного дохода.

На седьмом занятии следует изучить использование номограмм и формул при определении рационального напряжения, строить систему электроснабжения с минимальным количеством ступеней трансформации, при необходимости рассматривать пути перевода существующих сетей на повышенное напряжение.

На восьмом и девятом занятиях осуществляется применение ранее изученных и новых методик при выборе сечения проводов (кабелей). Осваиваются специфические особенности для города и с/х по расчету потерь напряжения, мощности и энергии в трансформаторах и электрических сетях.

Девятое занятие также посвящено обзору задач по всем темам - комплексному решению по разработке СЭС жилого района города (с/х района). Подводятся итоги изучения дисциплины и проводится тренинг защиту курсового проекта.

Построение упорядоченной диаграммы с помощью схемы независимых испытаний

Исходными данными для построения УД являются число и мощность электроприемников каждого типа, режим работы или коэффициент включения K_B , время наблюдения.

Порядок построения УД следующий.

1. Определяются возможные нагрузки (мощности), P_i рассматриваемого узла путем сочетаний различного числа включенных ЭП от 0 до максимального значения: 0; P_1 ; P_2 ; ... P_{max} .

2. Рассчитываются вероятности возможных нагрузок узла по схеме независимых испытаний

$$p(p_i) = p_n^m = \prod_{i=1}^n c_{n_i}^{m_i} K_B^{m_i} K_0^{n_i - m_i},$$

где $c_{n_i}^{m_i} = \frac{n_i!}{m_i!(n_i - m_i)!}$.

3. Определяется длительность протекания каждой возможной нагрузки узла t

$$t(p_i) = p(p_i)T_H.$$

4. Строится упорядоченная диаграмма по значениям, полученным в п. 1 и в п. 4.

Проверка правильности расчета осуществляется по формуле:

$$\sum_p (p_i) = 1,$$

т.к. все возможные нагрузки узла представляют собой полную группу событий.

Интерпретация данного метода показана для узла нагрузки, приведенного на рис. 3.

Построить упорядоченную диаграмму активной мощности распределительного шкафа.

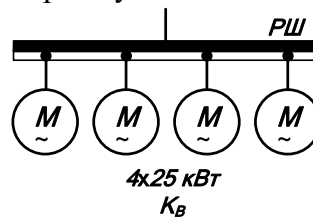


Рис. 3.

1. Определяем возможные нагрузки узла путем последовательного включения ЭП: $P_i = 0$; 25; 50; 75; 100 кВт.

2. Находим вероятности их появления по схеме независимых испытаний

$$p(0) = p_4^0 = C_4^0 K_B^0 K_0^4 = K_0^4;$$

$$p(25) = p_4^1 = C_4^1 K_B^1 K_0^3 = 4K_B K_0^3;$$

$$p(50) = p_4^2 = C_4^2 K_B^2 K_0^2 = 6K_B^2 K_0^2;$$

$$p(75) = p_4^3 = C_4^3 K_B^3 K_0^1 = 4K_B^3 K_0;$$

$$p(100) = p_4^4 = C_4^4 K_B^4 K_0^0 = K_B^4.$$

Сумма всех найденных вероятностей должна быть равна 1.

3. Определяем длительности протекания возможных нагрузок узла

$$t(0) = p(0)T_H = K_0^4 T_H;$$

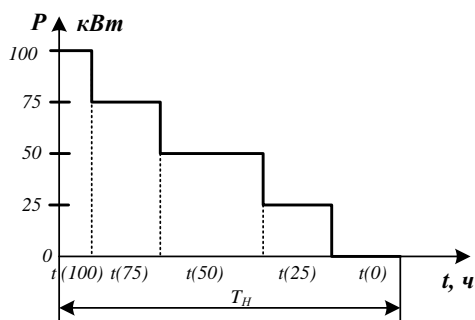
$$t(25) = p(25)T_H = 4K_B K_0^3 T_H;$$

$$t(50) = p(50)T_H = 6K_B^2 K_0^2 T_H;$$

$$t(75) = p(75)T_H = 4K_B^3 K_0 T_H;$$

$$t(100) = p(100)T_H = K_B^4 T_H.$$

4. Строим упорядоченную диаграмму по данным пунктов 1 и 3.



Вероятностные характеристики и показатели графиков нагрузки

К вероятностным характеристикам графиков электрических нагрузок относятся средняя P_{cp} , среднеквадратическая (эффективная) $P_{эф}$, максимальная P_{max} , мощности. Их определяют по упорядоченной диаграмме по следующим выражениям:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i t_i; \quad P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i^2 t_i}; \quad P_{max} = \frac{\sum_{j=1}^k P_j t_j + P_{j+1} \left(\theta - \sum_{j=1}^k t_j \right)}{\theta},$$

где P_i – i -тая ордината упорядоченной диаграммы; t_i – время, в течение которого наблюдается i -тая ордината мощности; P_j – j -ая ордината мощности по УД, попавшая во время максимума нагрузки; t_j – время, в течение которого наблюдалась j -тая ордината мощности; θ – длительность максимума нагрузки.

В РФ принят получасовой максимум нагрузки, поэтому для графиков за наиболее загруженную смену и для суточных графиков $\theta = 30 \text{ мин}$.

Вероятностные характеристики ГЭН имеют свое предназначение. Так, по средней мощности выбирают силовые трансформаторы и определяют расход электроэнергии или электропотребление: $W_a = P_c T_H$.

По эффективной мощности находят нагрузочные (переменные) потери электроэнергии в элементе

сети: активные $\Delta W_a = \frac{P_{эф}^2 + Q_{эф}^2}{U_{ном}^2} R_{эл} T_H$; реактивные $\Delta W_p = \frac{P_{эф}^2 + Q_{эф}^2}{U_{ном}^2} X_{эл} T_H$, где $U_{ном}$ –

номинальное напряжение сети; $R_{эл}$ – активное сопротивление элемента сети; $X_{эл}$ – индуктивное сопротивление элемента сети.

По максимальной мощности выбирают элементы электрической сети.

При обобщенном исследовании и расчетах электрических нагрузок необходимо применение некоторых безразмерных показателей графиков нагрузки, характеризующих режим работы ЭП, которые также можно найти с помощью упорядоченной диаграммы.

Рассмотрим основные из них.

Коэффициент включения $K_B = \frac{t_B}{t_p} = p$ – отношение продолжительности включения электроприемника в течение цикла ко всей продолжительности цикла. Он показывает степень использования ЭП во времени.

Коэффициент использования $K_u = \frac{P_{cp}}{P_{ном}}$ – отношение средней мощности к номинальной (паспортной) мощности. Он характеризует степень использования ЭП по мощности. Данный показатель является справочной величиной.

Коэффициент спроса $K_c = \frac{P_p}{P_{ном}}$ – отношение расчетной (максимальной) нагрузки к номинальной. Он связывает расчетную нагрузку непосредственно с номинальной мощностью ЭП, минуя учет свойств графика в явной форме.

Коэффициент загрузки $K_z = \frac{P_{cp(B)}}{P_{ном}}$, где $P_{cp(B)} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i t_i}{t_B}$ – отношение средней мощности за время включения к номинальной. Данный показатель характеризует степень использования ЭП как по времени, так и по мощности.

Коэффициент формы $K_\phi = \frac{P_{эф}}{P_{cp}}$ – отношение эффективной мощности к средней. Он характеризует неравномерность графика во времени.

Коэффициент заполнения $K_{зан} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$ – отношение средней мощности к максимальной. Он характеризует заполнение, т.е. форму графика.

Коэффициент максимума $K_{max} = \frac{P_{max}}{P_{cp}}$ – отношение максимальной нагрузки к средней. Он связывает максимальную и среднюю нагрузки, учитывая в явной форме свойства графика.

Рассмотренные выше показатели связаны между собой:

$$K_u = K_z K_B; \quad K_{max} = \frac{1}{K_{зан}}$$

Схему независимых испытаний также можно применить не только для расчета трехфазных нагрузок, но и для определения расчетной нагрузки однофазных ЭП. К ним относят сварочные машины. Особую проблему составляет расчет электрических нагрузок машин контактной электросварки, которые являются однофазными ЭП с повторно - кратковременным режимом работы. Работая в группе, они создают суммарный график в виде случайных пиков большой частоты и малой продолжительности с паузами, заполненными некоторой средней нагрузкой (см. график на рис. 4).

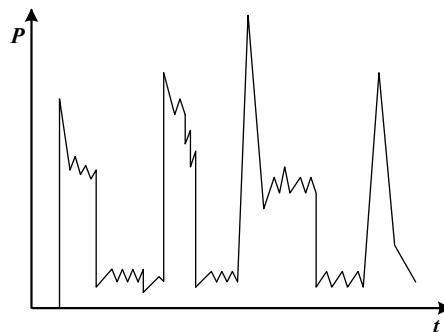
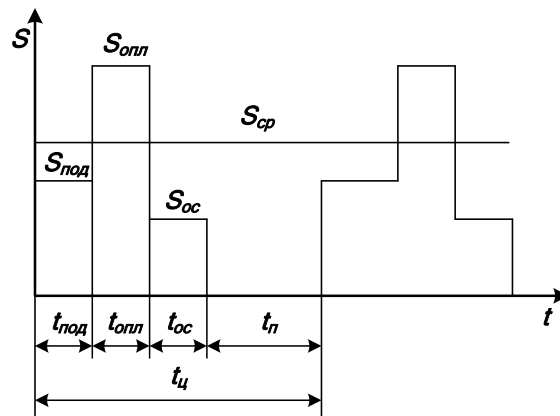


Рис. 4. Графики сварочной нагрузки

Для такого графика говорить о получасовом максимуме нельзя. В данном случае определяются следующие виды нагрузок:

- 1) средняя – для учета расхода электроэнергии;
- 2) среднеквадратическая – для выбора элементов сети по нагреву;
- 3) пиковая – для проверки выбранных по нагреву элементов по колебаниям напряжения и выбора коммутационно-защитной аппаратуры.

Если рассмотреть цикл работы одной стыковой сварочной машины, то он выглядит следующим образом, как показано на рис. 5.



$t_{под}$ – время подогрева, $t_{опл}$ – время оплавления, $t_{ос}$ – время осадки (в с).

Рис. 5. Цикл работы одной сварочной стыковой машины

Время цикла равно: $t_{ц} = t_{под} + t_{опл} + t_{ос} + t_{н}$ (с).

Тогда средняя мощность равна:
$$S_{ср} = \frac{S_{под}t_{под} + S_{опл}t_{опл} + S_{ос}t_{ос}}{t_{ц}}$$

Мощности на графике обозначены аналогично.

Нам нужно построить УД для группового графика сварочной нагрузки. Необходимо отметить, что упорядоченная диаграмма строится по полной, а не по активной мощности.

Порядок построения УД следующий.

1) Определим возможные варианты работы ЭП, т.е. возможные нагрузки узла, с учетом того, что мощность одной машины равна

$$S = ПВ_{\phi} S_{насн.},$$

где $ПВ_{\phi}$ – фактическая продолжительность включения, заменяет коэффициент включения для ЭП с повторно-кратковременным режимом работ ($t_{ц} \leq 10$ мин);

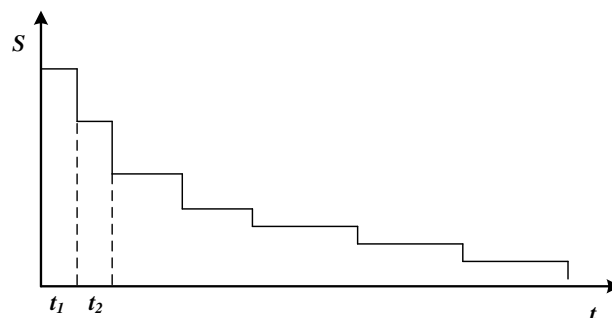
$S_{насн.}$ – паспортная (номинальная) мощность машины.

2) Определяем вероятность совпадения работы m машин из общего числа n при данном $ПВ_{\phi}$

$$P_{\phi}^m = C_{\phi}^m ПВ_{\phi}^m (1 - ПВ_{\phi})^{n-m}.$$

3) Определяем время совпадения работы m машин из n для каждой возможной нагрузки узла $t_i = P_{n_i}^{m_i} T_{ц}$.

4) Строим упорядоченную диаграмму.



Упорядоченная диаграмма

То есть алгоритм тот же, что и в предыдущем случае, только P_n^m определяется не по K_B , а по $ПВ_{\phi}$.

Методы расчета электрических нагрузок

Формализация расчетов ЭН развивалась в нескольких направлениях и привела к методам:

1. эмпирическому (метод коэффициента спроса, удельного расхода э/э, удельной плотности нагрузок, технологического графика;
2. УД;
3. статистическому;
4. вероятностного моделирования.

Метод коэффициента спроса.

Наиболее простой метод – метод коэффициента спроса, с него начинались расчеты эл. нагрузок.

Физический смысл K_c – это доля суммы $P_{ном}$ ЭП, статистически отражающая max практически ожидаемого режима одновременной работы и загрузки некоторого неопределенного сочетания установленных ЭП.

Поскольку K_c – соответствует max значениям, а не средним, что завышает нагрузку, целесообразно учитывать его в целом по потребителю (участку, отделению, цеху).

$$P_{расч} = K_c \cdot P_{ном}$$
$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot tg\varphi = K_c \cdot P_{ном} \cdot tg\varphi$$

Метод удельного расхода э/э

Применим для отделений, участков, цехов, где технологическая продукция M однородна и количественно мало изменяется.

$$P_{max} = \frac{W_{уд} \cdot M}{T_{max}},$$

где $W_{уд}$ – удельный расход э/э на единицу продукции

M – продукция, выпускаемая за время T

T_{max} – годовое число часов использования максимума активной мощности.

В данном случае максимальная нагрузка строго соответствует средней.

Метод удельных плотностей нагрузки.

$$P_{max} = \gamma \cdot F$$

γ – удельная плотность максимальной нагрузки на 1 м^2 площади цеха (предприятия);

F – площадь цеха (предприятия), м^2 .

Метод технологического графика.

Опирается на график работы агрегата, машин или группы машин. Нагрузки определяются непосредственно по графикам.

Метод УД.

Иногда данный метод называют методом коэффициента максимума. Метод громоздок, труден для понимания. наблюдаются ошибки при применении метода на высших уровнях электроснабжения.

Статистический метод.

Достаточно эффективный и удобный метод. Имеет 2 интегральные характеристики: генеральную среднюю нагрузку P_{cp} и генеральное среднеквадратичное отклонение σ .

$$P_{max} = P_{cp} \cdot \beta\sigma,$$

β – статистический коэффициент, зависящий от закона распределения вероятностей и принятой вероятности превышения графиком $P(t)$ уровня P_{max} .

σ для стандартного группового графика определяется по формуле $\sigma = \sqrt{P_s^2 - P_{cp}^2} = P_{cp} \sqrt{\kappa_\phi^2 - 1}$,
 при этом β имеет различные значения ($\beta=3$ соответствует $p_\beta=0,9973$; $\beta=2,5$ соответствует $\alpha=0,5\%$ или $p_\beta=0,995$; $\beta=1,6$ соответствует $\alpha=5\%$ или $p_\beta=0,95$ – однако надежен).

Определение средних нагрузок.

Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену определяется по выражениям

$$P_{cp} = \kappa_u P_{ном}$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

среднегодовая

$$P_{cp} = \frac{\sum_{At}}{T}$$

среднеквадратичная для независимых ЭП

$$P_{ск}^2 = P_{cp}^2 + \sigma_\Sigma^2,$$

$$\text{где } P_{cp}^2 = (\sum P_{cp_i})^2.$$

среднеквадратичная для зависимых ЭП

$$\sigma_\Sigma^2 = \sum \sigma_i^2 + 2 \sum k_{ij} \sigma_i \sigma_j$$

$$P_{ск} = \sqrt{(\sum P_{cp_i})^2 + \sum P_{ск}^2 - \sum P_{ск}^2}$$

где k_{ij} - коэффициент корреляции.

$$I_{ск} = \frac{P_{ск}}{\sqrt{3} U_{ном}} \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}$$

$$P_{ск} = \kappa_\phi P_{cp}$$

Основные соотношения между коэффициентами ГЭН.

$$\kappa_u = \kappa_\phi \kappa_\beta \quad \kappa_c = \kappa_u \kappa_m$$

$$\kappa_\beta = \frac{\kappa_u}{\kappa_\phi} \quad \kappa_{зан} = \frac{1}{\kappa_m}$$

Плотность суточного графика электропотребления характеризуется коэффициентом

$$\kappa_{сут} = \frac{A_{сут}}{24 P_{сут}^{\max}}$$

$A_{сут}$ - э/э, потребленная за сутки, кВт*ч;

$P_{сут}^{\max}$ - max суточная нагрузка.

Расчет городских электрических нагрузок

Характеристики жилых домов и общественных зданий приведены в таблицах 5 и 6 соответственно.

Таблица 5 - Характеристика жилых зданий микрорайона

№ поз.	Количество			Тип плит для пищевого приготовления.	Кол-во лифтов	
	подъездов Nп	этажей Nэ	квартир Nкв		пассаж. Nл/Рл	грузов. Nл/Рл
1	4	10	120	Электрич	4/4.5	---
2	3	6	72	Газов.	---	---
3	2	12	150	Электрич	2/4.5	2/7
4	4	5	76	Газов.	---	---
5	2	8	48	Электрич	2/4.5	2/7
6	2	14	112	Электрич.	4/4,5	4,7
7	2	14	112	Электрич.	4/4,5	4/7
11	4	6	96	Газов.	---	---

Таблица 6 - Характеристика общественно-административных зданий и коммунально-бытовых предприятий микрорайона

№ поз.	Общественное здание	Единица колич-го показателя	Колич-й показ-ль М
8	Профтехучилище	Учащихся	1100
9	Отделение банка	м ²	250
10	Гостиница	мест	120
12	Поликлиника	Посещений	450

Площадь микрорайона 18 га.

Генеральный план микрорайона представлен на рисунке 2.

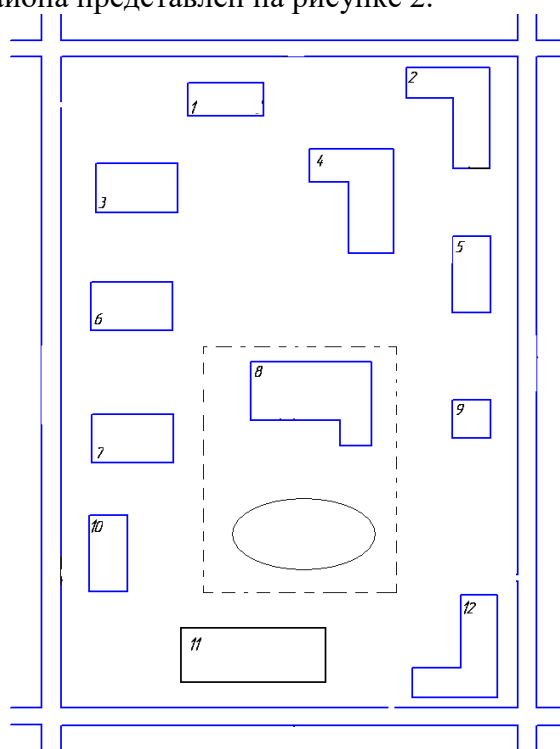


Рисунок 2 - Генеральный план микрорайона

Расчет нагрузок жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле:

$$P_{кв} = P_{кв.уд.} \cdot N,$$

где $P_{кв.уд.}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий) по таблице 2.1.1^H [21], кВт/квартира;

N – количество квартир.

Если количество квартир в рассматриваемом жилом доме не соответствует табличному значению, то удельную расчетную мощность определяют методом линейной интерполяции по формуле:

$$P_{кв.уд.(N_{кв.})} = P_{кв.уд.(N1)} - \frac{P_{кв.уд.(N1)} - P_{кв.уд.(N2)}}{N2 - N1} \cdot (N_{кв.} - N1)$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_c = P_l + P_{стг},$$

где P_l – мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{стг}$ – мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок P_l , кВт, определяется по формуле:

$$P_l = k'_c \sum_1^{n_l} P_{n_l},$$

где k'_c – коэффициент спроса по таблице 2.1.2 [21]; n_l – количество лифтовых установок; P_{n_l} – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

В расчетах принимаем, что в рассматриваемых объектах нет санитарно-технических устройств, т.е. $P_{стг} = 0$, следовательно, $P_c = P_l$.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников $P_{р.ж.д}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c,$$

где $P_{кв}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт; P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт; k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9).

Расчетная реактивная нагрузка жилого дома $Q_{р.ж.д}$, кВАр, определяется по формуле:

$$Q_{р.ж.д} = P_{кв} \cdot \text{tg } \varphi_{кв} + k_y \cdot P_c \cdot \text{tg } \varphi_l,$$

где $\text{tg } \varphi_{кв}$ и $\text{tg } \varphi_l$ – расчетные коэффициенты, которые принимаются по таблице 2.1.4 [21].

Полная расчетная мощность на вводе в жилое здание $S_{р.ж.д}$, кВА, определяется по формуле:

$$S_{р.ж.д} = \sqrt{P_{р.ж.д}^2 + Q_{р.ж.д}^2}.$$

Расчет нагрузок жилого дома на примере №1

$N_n = 4$; $N_s = 10$; $N = 120$; плиты электрические мощностью до 8,5 кВт; количество и мощность лифтов $n_l \times P_l = 4 \times 4,5$ кВт; дом относится ко II категории потребителей по надежности электроснабжения.

$$P_{кв.уд.1} = 1,5 - \frac{1,5 - 1,36}{200 - 100} \cdot (120 - 100) = 1,47 \text{ кВт/кв.}$$

$$P_{кв1} = 1,47 \cdot 120 = 176,64 \text{ кВт.}$$

$$P_{c1} = 0,7 \cdot 4 \cdot 4,5 = 12,6 \text{ кВт.}$$

$$P_{р.ж.д.1} = 176,64 + 0,9 \cdot 12,6 = 187,98 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.ж.д.1} = 176,64 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 12,6 \cdot 1,17 = 48,6 \text{ кВАр.}$$

$$S_{p.ж.д.1} = \sqrt{187,98^2 + 48,6^2} = 191,16 \text{ кВА.}$$

Остальные дома рассчитываются аналогично.

Результаты расчетов сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Электрические нагрузки жилых зданий

№ поз	Число квартир, $N_{кв}$	Удельная нагрузка, $P_{уд.кв.},$ кВт/кв.	Число лифтов и мощность двигателя лифта, $n_{л}/P_{л},$ шт/кВт	Коэффициент спроса лифта, k_c	Активная расчетная нагрузка дома, $P_{р.ж.д.},$ кВт	Реактивная расчетная нагрузка дома, $Q_{р.ж.д.},$ кВАр	Полная расчетная нагрузка дома, $S_{р.ж.д.},$ кВА	Категория по надежности
1	120	1,47	4/4,5	0,7	187,98	48,6	191,16	II
2	72	0,99	---	0	71,28	20,67	74,22	II
3	150	1,43	2/4,5; 2/7	0,7	228,99	59,85	236,68	II
4	76	0,97	---	0	69,84	20,25	72,72	III
5	48	3,1	2/4,5; 2/7	0,7	163,29	46,7	169,84	II
6	112	1,48	4/4,5; 4/7	0,675	194,1	65,92	204,95	II
7	112	1,48	4/4,5; 4/7	0,675	194,1	65,92	204,95	II
11	96	0,87	---	0	83,52	24,22	86,96	II

Расчет нагрузок общественных зданий

Расчетные нагрузки на вводе в общественные здания и учреждения определяются по укрупненным удельным нагрузкам.

Расчетная активная нагрузка общественных зданий, кВА, определяется по формуле:

$$P_{p.o.z.} = P_{уд.o.z.} \cdot M,$$

где $P_{уд.o.z.}$ – удельная расчетная нагрузка общественных зданий, $\frac{\text{кВт}}{\text{ед.изм.}}$, определяется по

таблице 2.2.1^н [21];

M – количественный показатель общественного здания.

Расчетная реактивная нагрузка общественных зданий, кВАр:

$$Q_{p.o.z.} = P_{p.o.z.} \cdot \text{tg}\varphi_{o.z.},$$

где $\text{tg}\varphi_{o.z.}$ – расчетный коэффициент для общественных зданий, принимается по таблице 2.2.1^н [21].

Полная расчетная мощность на вводе в общественное здание $S_{p.o.z.}$, кВА, определяется по формуле:

$$S_{p.o.z.} = \sqrt{P_{p.o.z.}^2 + Q_{p.o.z.}^2}.$$

Расчет нагрузок общественного здания №8

Профтехучилище на 1100 учащихся; здание относится к I категории потребителей по надежности электроснабжения.

$$P_{p.o.z.8} = 0,46 \cdot 1100 = 506 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.o.z.8} = 506 \cdot 0,43 = 217,58 \text{ кВАр.}$$

$$S_{p.o.z.8} = \sqrt{506^2 + 217,58^2} = 550,8 \text{ кВА.}$$

Расчет нагрузок общественного здания №9

Отделение банка общей площадью 250м²; здание относится ко II категории потребителей по надежности электроснабжения.

$$P_{p.o.з.9} = 0,054 \cdot 250 = 13,5 \text{ кВт.} \quad Q_{p.o.з.9} = 13,5 \cdot 0,57 = 7,7 \text{ кВАр.}$$

$$S_{p.o.з.9} = \sqrt{13,5^2 + 7,7^2} = 15,54 \text{ кВА.}$$

Расчет нагрузок общественного здания №10

Гостиница на 120 мест без кондиционирования воздуха; здание относится к III категории потребителей по надежности электроснабжения.

$$P_{p.o.з.10} = 0,34 \cdot 120 = 40,8 \text{ кВт (по (2.8)).} \quad Q_{p.o.з.10} = 40,8 \cdot 0,48 = 19,6 \text{ кВАр (по (2.9)).}$$

$$S_{p.o.з.10} = \sqrt{40,8^2 + 19,6^2} = 45,26 \text{ кВА (по (2.10)).}$$

Таблица 8 – Электрические нагрузки общественных зданий

№ поз	Количес- твенный показатель, М, ед.	Тип здания	Удельная нагрузка, Р _{уд.о.з.} , кВт/ед.	Активная расчетная нагрузка здания, Р _{р.о.з.} , кВт	Реактивная расчетная нагрузка здания, Q _{р.о.з.} , кВАр	Полная расчетная нагрузка здания, S _{р.о.з.} , кВА	Категория по надежности
8	1100	Профтехучилище	0,46	506	217,58	550,8	I
9	250	Отделение банка	0,054	13,5	7,7	15,54	II
10	120	Гостиница	0,34	40,8	19,6	45,26	III
12	450	Поликлиника	0,36	162	69,66	176,34	II

Расчет электрических нагрузок подключенных к силовым шкафам

Таблица - Исходные данные.				
№	Номера потребителей, присоединенных к шкафу		Расчетная осветительная нагрузка.	
	ШР1	ШР2	Р _{ро} , кВт	Q _{ро} , квар
1	2	3	4	5
1	111-115	101-106	10,5	-

Данные сведем в расчетную таблицу.

Таблица– Расчет нагрузок для ШРА1.								
№	Электроприемник.	Р _{уст.}	Кол- во	к _и	cosφ	tgφ	Р _{см}	Q _{см}
111-115	Вентиляторы	1,5	5	0,65	0,8	0,75	4,88	3,66
	Итого	7,5					4,88	3,66
	Групповой коэффициент использования	К _и					0,65	
	Эффективное кол. электроприемников	n _э					5,00	
	Коэффициент расчетной мощности	К _р					1,03	
	Расч. активная нагрузка группы ЭП	Р _р	кВт				5,02	
	Средневзвешенный	cosφ	о.е				0,80	
	Средневзвешенный	tgφ	о.е				0,75	
	Расчетная реактивная нагрузка	Q _р	квар.				4,02	
	Полная максимальная нагрузка	S _р	кВА.				6,43	
	Расч. максимальный ток группы ЭП	I _р	А.				9,77	

Определяем среднюю активную и реактивную нагрузки за наиболее загруженную смену:

$$P_{см1} = P_{ном} \cdot k_u = 1,5 \cdot 5 \cdot 0,65 = 4,88 \text{ кВт};$$

$$Q_{см1} = P_{см1} \cdot \text{tg}\varphi = 4,88 \cdot 0,75 = 3,66 \text{ квар}.$$

Аналогично рассчитывается $P_{см2}$, $Q_{см2}$ и т.д. результаты сводим в таблицу.

Определяем групповой коэффициент использования: $K_u = \frac{P_{см}}{P_{ном}} = \frac{4,88}{7,5} = 0,65.$

Определяем эффективное количество электроприемников: $n_э = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum P_H^2} = 5,0,$

по $n_э$ и K_H определяем коэффициент расчетной нагрузки; $K_p = 1,03.$

Определив коэффициент расчетной нагрузки, рассчитываем расчетную активную нагрузку группы электроприемников:

$$P_p = P_{см} \cdot K_p = 4,88 \cdot 1,03 = 5,02 \text{ кВт}.$$

Определим средневзвешенный $\cos\varphi_{ср.взв}$:

$$\cos\varphi_{ср.взв} = \frac{\sum \cos\varphi \cdot P_{номi}}{\sum P_{номi}} = 0,80. \text{ тогда } \text{tg}\varphi_{ср.взв} = 0,75.$$

Расчетная реактивную нагрузку определяем по формуле:

$$Q_p = P_{см} \cdot \text{tg}\varphi_{ср.взв} = 1,1 \cdot 4,88 \cdot 0,75 = 4,02 \text{ кВАр}.$$

Определяем полную максимальную нагрузку:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{5,02^2 + 4,02^2} = 6,43 \text{ кВА}.$$

Расчетный максимальный ток группы электроприемников:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6,43}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 9,77 \text{ А}.$$

Расчетная установленная мощность осветительных электроприемников проектируемого цеха: $P_{р.осв} = 10,5 \text{ кВт}; Q_{р.осв} = 0 \text{ кВАр}.$

Расчетная реактивная мощность:

$$I_{р.о} = \frac{P_{р.осв}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 15,19 \text{ А}.$$

Определяем среднюю активную и реактивную нагрузки всего участка в целом:

$$P_{см.уч} = \sum P_{см} = 4,88 + 21,0 = 25,88 \text{ кВт};$$

$$Q_{см.уч} = \sum Q_{см} = 3,66 + 13,01 = 16,67 \text{ квар}.$$

Определяем групповой коэффициент использования: $K_u = \frac{P_{см.уч}}{\sum P_{ном}} = \frac{25,88}{38} = 0,69.$

Определяем эффективное количество электроприемников всего цеха в целом:

$$n_э = \frac{2 \cdot \sum P_{ном}}{P_{н.мах}} = \frac{2 \cdot 38}{5} = 15,0,$$

где $P_{н.мах}$ – номин. мощность наиболее мощного электроприемника участка.

По $n_э$ и K_H определяем коэффициент расчетной нагрузки; $K_p = 0,9.$

Определив коэффициент расчетной нагрузки, рассчитываем расчетную активную нагрузку всего цеха в целом:

$$P_{р.уч} = (P_{см.уч} \cdot K_p) + P_{р.осв} = (25,88 \cdot 0,9) + 10,5 = 33,29 \text{ кВт}.$$

Определим средневзвешенный $\cos\varphi_{ср.взв}$:

$$\cos\varphi_{ср.взв} = \frac{\sum \cos\varphi \cdot P_{номi}}{\sum P_{номi}} = 0,84, \text{ тогда } \text{tg}\varphi_{ср.взв} = 0,65.$$

Расчетная реактивную нагрузку участка:

$$Q_{p.уч} = (P_{см.уч} \cdot K_p \cdot tg\varphi_{ср.взв}) + Q_{p.осв} = (25,88 \cdot 0,9 \cdot 0,65) + 0 = 15,04 \text{ кВАр.}$$

Определяем полную максимальную нагрузку участка:

$$S_{p.уч} = \sqrt{P_{p.уч}^2 + Q_{p.уч}^2} = \sqrt{33,29^2 + 15,04^2} = 36,53 \text{ кВА.}$$

$$\text{Расчетный максимальный ток нагрузки цеха: } I_{p.уч} = \frac{S_{p.уч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{36,53}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 55,50 \text{ А.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет силовых и осветительных узлов группы потребителей.

№	Узлы питания.	Кол-во.	Установленная мощность		К _и .	cos φ	tgφ	Средняя нагр.за наиболее загруженную смену		n _э	K _p	Максимальные расчетные нагрузки.			
			P _{ном.} одного	P _{ном.} общая				P _{см.} кВт.	Q _{см.} кВАр			P _{м.} кВт	Q _{м.} квар	S _м	I _{м.} А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ШРА1															
111 - 115	Вентилятор ы	5	1,5		0,6 5	0,8	0,7 5	4,88	3,66						
	Итого по ШРА1.	5		8	0,6 5	0,80	0,7 5	4,88	3,66	5,00	1,0 3	5,02	4,02	6,43	9,77
ШРА2															
101 - 106	Насосы	6	5	30	0,7 0	0,85	0,6 2	21,0 0	13,01						
	Итого по ШРА2.	6		30	0,7 0	0,85	0,6 2	21,0 0	13,01	6,00	1,0 1	21,21	14,32	25,5 9	38,8 8
	Освещение			10		1	0,0 0					10	0,00	10,0 0	15,1 9
	Итого по участку.	11		38	0,6 9	0,84	0,6 5	25,8 8	16,67	15,0 0	0,9 0	33,29	15,04	36,5 3	55,5 0

Построение картограммы электрических нагрузок. Определение ЦЭН и построение эллипса зоны рассеяния ЦЭН

При проектировании современных систем электроснабжения решать задачи определения числа и места расположения источников питания становится все сложнее. Это объясняется тем, что проектировщикам при решении этих задач приходится оперировать с большим количеством исходных данных, объем которых постоянно увеличивается. В первую очередь это относится к возросшему числу электроприемников.

Одним из методов позволяющих получить представление о распределении нагрузок по территории объекта является картограмма нагрузок. Это план, на котором изображена картина средней интенсивности распределения нагрузок приемников электроэнергии. Наиболее простым способом изображения средней интенсивности распределения нагрузок состоит в том, что нагрузки изображаются с помощью кругов. В качестве центра нагрузки выбирают центр электрической нагрузки (ЦЭН) электроприемника или группы электроприемников. А радиус круга связывают с расчетной мощностью.

Общий центр электрических нагрузок находим аналогично нахождению центр тяжести системы материальных точек.

Затем, используя вероятностно-статистический математический аппарат, определяются такие характеристики как математическое ожидание координат ЦЭН, полуоси эллипса рассеяния и угол их поворота. На основании этих данных на картограмме электрических нагрузок строится эллипс зоны рассеяния, по которому определяется место расположения цеховой ТП.

Алгоритм расчета центра электрических нагрузок и картограммы электрических нагрузок.

Для построения картограммы нагрузок и эллипса зоны рассеяния необходима информация о нагрузках. В частности мощности и центр расположения электроприемника или группы электроприемников (объединяемых по технологическому признаку). По справочным данным выбирается суточный график нагрузки для каждого электроприемника или группы электроприемников.

Имея эти данные в качестве исходной информации применим следующий алгоритм для построения картограммы нагрузок:

- 1) Радиус окружности для изображения нагрузки на картограмме:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}$$

Где m - Масштаб
 P_{pi} - Мощность ЭП

- 2) Координаты центра электрических нагрузок для К-го часа суток определяем по формуле:

$$X_k = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i \cdot k_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot k_i}; \quad Y_k = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i \cdot k_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot k_i}.$$

Где P_i - мощность I-й точки потребления

X_i, Y_i - координаты центра тяжести фигуры I-й точки потребления

K_i - мощность I-го приемника в К-й час суток в процентах от P_i

- 3) Математическое ожидание координат ЦЭН равны:

$$Q_x = \sum_{k=1}^{24} X_k / 24; \quad Q_y = \sum_{k=1}^{24} Y_k / 24;$$

- 4) Среднеквадратичные отклонения координат центра:

$$G_x = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_x - X_k) / 24}; \quad G_y = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_y - Y_k) / 24} \quad 5)$$

Коэффициент корреляции координат центров нагрузок равен:

$$K_k = \frac{\sum_{k=1}^{24} (X_k - Q_x) \cdot (Y_k - Q_y)}{24 \cdot G_x \cdot G_y} \quad 6)$$

Угол поворота осей эллипса относительно выбранной системы координат:

$$a = \frac{\arctg\left(\frac{2K_k \cdot G_x \cdot G_y}{G_x^2 \cdot G_y^2}\right)}{2}$$

7) Полуоси эллипса рассеяния определяются:

$$X = \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \cos^2 a + K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \sin^2 a)}$$

$$Y = \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \sin^2 a - K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \cos^2 a)}$$

Исходя из данных полученных в результате расчетов, строится картограмма нагрузок и эллипс рассеяния ЦЭН. Место расположения источника питания выбирают в любой наиболее удобной его точке.

В этом случае высшее напряжение будет максимально приближено к центру потребления электроэнергии, а распределительные сети будут иметь минимальную протяженность.

Пример определения центра электрических нагрузок.

С целью определения места расположения ТП при проектировании строят картограмму электрических нагрузок. Картограмма представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия или плане цеха окружности, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчетным нагрузкам.

При построении картограммы нагрузок отдельных цехов предприятия центры окружностей совмещают с центрами тяжести геометрических фигур, изображающих отдельные участки цехов с сосредоточенными нагрузками.

Цех завода «Амурский металлист», расположенный в г. Благовещенск, состоит из следующих отделений:

Механическое X=28; Y=31;

Сборочная площадка X=61.5; Y=36;

Термическое отделение X=14; Y=12.5;

Точечная сварка X=38; Y=12;

Распределение нагрузок в течение суток для каждого из отделений выбрано исходя из типовых графиков.

Математическое ожидание координат центра электрических нагрузок

$$Q_x = \sum_{k=1}^{24} X_k / 24 = 1287 / 24 = 53,63$$

$$Q_y = \sum_{k=1}^{24} Y_k / 24 = 550 / 24 = 22,92$$

Среднеквадратичные отклонения координат центра:

$$G_x = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_x - X_k)^2 / 24} = \sqrt{1201177 / 24} = 22.23$$

$$G_y = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_y - Y_k)^2 / 24} = \sqrt{38262 / 24} = 9.50$$

Коэффициент корреляции координат центров нагрузок равен:

$$K_k = \frac{\sum_{k=1}^{24} (X_k - Q_x) \cdot (Y_k - Q_y)}{24 \cdot G_x \cdot G_y} = \frac{513566}{24 \cdot 22,23 \cdot 9,50} = 22,23$$

Угол поворота осей эллипса зоны рассеяния

$$a = \frac{\arctg\left(\frac{2K_k \cdot G_x \cdot G_y}{G_x^2 \cdot G_y^2}\right)}{2} = \frac{\arctg\left(\frac{2 \cdot 1 \cdot 22,23 \cdot 9,50}{22,23^2 \cdot 9,50^2}\right)}{2} = 23,14$$

Полуоси эллипса зоны рассеяния

$$X = \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \cos^2 a + K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \sin^2 a)} =$$

$$\sqrt{6 \cdot (22,23^2 \cdot \cos^2 23,14 + 1 \cdot 22,23 \cdot 9,50 \cdot \sin 2 \cdot 23,14 + 9,50^2 \cdot \sin^2 23,14)} = 59,24$$

$$Y = \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \sin^2 a - K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \cos^2 a)} =$$

$$\sqrt{6 \cdot (22,23^2 \cdot \sin^2 23,14 - 1 \cdot 22,23 \cdot 9,50 \cdot \sin 2 \cdot 23,14 + 9,50^2 \cdot \cos^2 23,14)} = 9,82$$

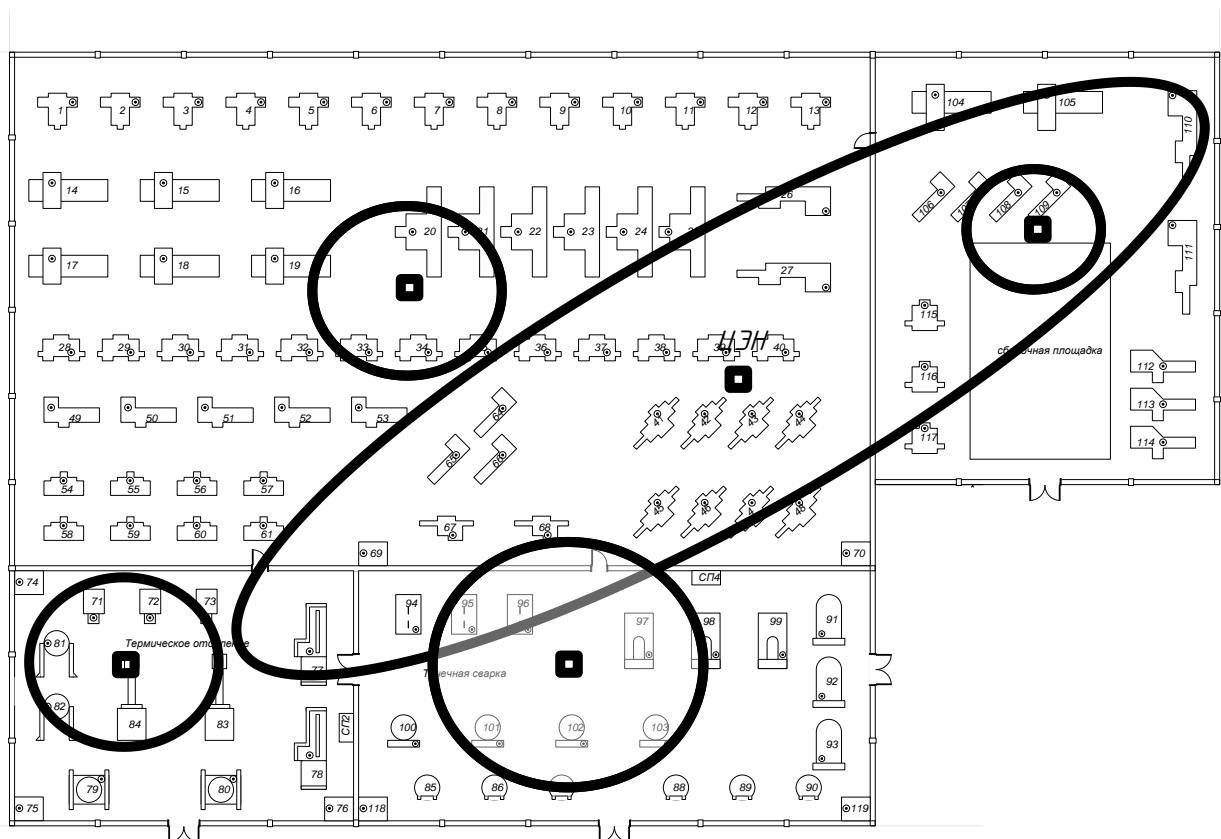


Рисунок - Картограмма электрических нагрузок.

Определение себестоимости распределения электроэнергии

Эта себестоимость складывается из отчислений на амортизацию и текущий ремонт соответствующих звеньев передающего устройства, стоимости потерь электроэнергии в этих звеньях и расходов на их обслуживание и эксплуатацию. Чтобы определить стоимость ежегодных отчислений на амортизацию и текущий ремонт необходимо вычислить стоимость сооружений,

$K = K_{m.n} + K_{0,38} + K_{ЭС}$, где $K_{m.n}$ - стоимость КТП; $K_{0,38}$ - стоимость сооружения линий 0,38 кВ; $K_{ЭС}$ - стоимость резервной электростанции.

Отчисления от капиталовложений определяются по формуле, $K' = K \cdot E_H$, где E_H - нормативный коэффициент эффективности, $E_H = 0,12$.

Издержки на амортизацию вычисляются по формуле, $I_a = K_{m.n} \cdot p_a + K_{0,38} \cdot p_a$, где $p_a = 0,064$ и $p_a = 0,05$ - нормативы амортизационных отчислений от капитальных затрат для ТП и ВЛ.

Стоимость обслуживания линий 0,38 кВ и трансформаторной подстанции, $I_{экс} = \gamma \cdot \sum n$,

где γ - стоимость одной условной единицы, $\gamma = 35$ руб; $\sum n$ - количество условных единиц.

Количество условных единиц определяется по формуле, $\sum n = 2,4 \cdot l_{0,38} + 2,5$,

Стоимость потерь энергии в трансформаторе и ВЛ-0,38 кВ определяются по формуле, $I_{ном} = C_o \cdot (\Delta W_{mp} + \Delta W_{0,38})$, где C_o - стоимость 1 кВтч потерянной энергии, $C_o = 5$ коп; ΔW_{mp} - потери энергии в трансформаторе, кВтч; $\Delta W_{0,38}$ - потери энергии в линиях 0,38 кВ, кВтч.

Общая стоимость потерь определяется по формуле, $I = I_a + I_{экс} + I_{ном}$.

Стоимость 1 кВтч отпущенного потребителю от шин высокого напряжения ТП-6 определяется по

формуле, $C_{0,38} = \frac{K' + I}{W_{омн}} \cdot 10^5$.

Ниже приводится пример расчета для сельской ТП.

Чтобы определить стоимость ежегодных отчислений на амортизацию и текущий ремонт, необходимо вычислить стоимость сооружений

$K = 3890 + 3550 \times 0,543 + 4950 \times 0,967 = 10604,3$ руб.

Отчисления от капиталовложений определяются по формуле

$K' = 10604,3 \times 0,12 = 1272,5$ руб.

Издержки на амортизацию вычисляются по формуле

$I_a = 3890 \times 0,064 + 6714,3 \times 0,05 = 584,7$ руб.

Стоимость обслуживания линий 0,38 кВ и трансформаторной подстанции

$I_{экс} = \gamma \times \sum n$

где γ - стоимость одной условной единицы, $\gamma = 35$ руб; n - количество условных единиц.

Количество условных единиц определяется по формуле

$\sum \sum n = 2,4 \times 1,385 + 2,5 = 5,8$,

$I_{экс} = 35 \times 5,8 = 203$ руб.

Стоимость потерь энергии в трансформаторе и ВЛ-0,38 кВ определяются по формуле

$I_{ном} = 0,05 \times (22283 + 5087,2) = 1368,5$ руб.

Общая стоимость потерь определяется по формуле

$I = 584,7 + 203 + 1368,5 = 2156,2$ руб.

Стоимость 1 кВтч отпущенного потребителю от шин высокого напряжения ТП6 определяется по

формуле $C_{0,38} = \frac{K' + I}{W_{омн}} \times 10^5 = 4,92$ коп.

Определение величины высокого напряжения

Распределительные, как и потребительские трансформаторные подстанции следует располагать в месте, которое максимально приближено к центру электрических нагрузок.

Координаты центра электрических нагрузок определяются аналогично сети 0,38 кВ.

Координаты потребителей приводятся в таблицу.

x						
y						

Если рекомендуемое в задании место расположение трансформаторной подстанции имеет координаты, которые удалены от центра электрических нагрузок, то тогда трансформаторную подстанцию необходимо перенести в вершину квадрата, которая располагается ближе всего к центру электрических нагрузок.

Выбор места расположения РП должен производиться с учетом размещения ТП, потерь напряжения в линиях 6—10 кВ, условий застройки района и т. д. Следует стремиться к расположению РП вблизи границы питаемого им участка сети, углубляясь в район обслуживания на 10—15 % его протяженности, с целью уменьшения обратных потоков энергии в линиях распределительной сети 6—10 кВ и лишнего расхода проводникового металла.

Технико-экономические расчеты показывают целесообразность отказа от сооружения РП, т.е. осуществления непосредственного питания ТП от ЦП.

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет, как на технико-экономические показатели, так и на технические характеристики.

Так, например, при повышении напряжения снижаются потери мощности и электроэнергии, но увеличиваются капитальные вложения в сооружения сети. Сеть меньшего номинального напряжения требует меньших капитальных вложений, но приводит к большим эксплуатационным затратам из-за роста потерь мощности и электроэнергии и, кроме того, обладает меньшей пропускной способностью.

Из перечисленного выше очевидна важность правильного выбора номинального напряжения сети при ее проектировании.

Номинальное напряжение сети можно предварительно определить по известной передаваемой мощности и длине линии. Существует несколько формул: формула Стилла – для линий длиной до 250 км и передаваемой мощностью не больше 60 МВт; формула Залесского – для линий длиной до 1000 км при передаче больших мощностей; формула Илларионова, которая даст удовлетворительные результаты для всех уровней напряжения 35-1150 кВ.

Для выбора уровней номинального напряжения принята формула Стилла:

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \cdot \sqrt{L_{\text{эк}} + 16 P_1 \cdot 10^{-3}},$$

где $L_{\text{эк}}$ – эквивалентная длина линии, км, P_1 – расчётная мощность на головном участке, кВт.

Эквивалентная длина участка определяется по формуле,

$$L_{\text{эк}} = L_1 + \sum_{i=1}^n L_i \cdot \frac{P_i}{P_1},$$

где L_i – длина i -го участка линии, км; P_i – мощность i -го участка линии, кВт.

Выбранное по оценочным формулам номинальное напряжение проверяют по номограмме и по таблице пропускной способности линий.

Пример расчета

Координаты потребителей сети высокого напряжения

x	9,0	7,0	8,0	3,0	4,5	8,0
y	7,5	5,5	1,0	9,0	9,0	2,0

$$x = \frac{174,4 \times 9 + 767,7 \times 7 + 364,4 \times 8 + 124,5 \times 3 + 2278,8 \times 4,5 + 271,4 \times 8}{174,4 + 767,7 + 364,4 + 124,5 + 2278,8 + 271,4} = 5,84$$

$$y = \frac{174,4 \times 7,5 + 767,7 \times 5,5 + 364,4 \times 1 + 124,5 \times 9 + 2278,8 \times 9 + 271,4 \times 2}{174,4 + 767,7 + 364,4 + 124,5 + 2278,8 + 271,4} = 6,6$$

Районная трансформаторная подстанция устанавливается в точке С. Конфигурация сети высокого напряжения приведена на рис.

Эквивалентная длина составит

$$L_{\text{ЭК}} = 2,69 + 2,83 \frac{1239,8}{2941,7} + 3,64 \frac{452,5}{2941,7} + 1 \frac{582,5}{2941,7} + 4,74 \frac{1704,7}{2941,7} + 1,5 \frac{97,7}{2941,7} = 7,438$$

$$U_{\text{онм}} = 4,34 \sqrt{7,438 + 16 \times 2941,7 \times 0,001} = 32 \text{ кВ.}$$

Принимается ближайшее стандартное напряжение 35 кВ.

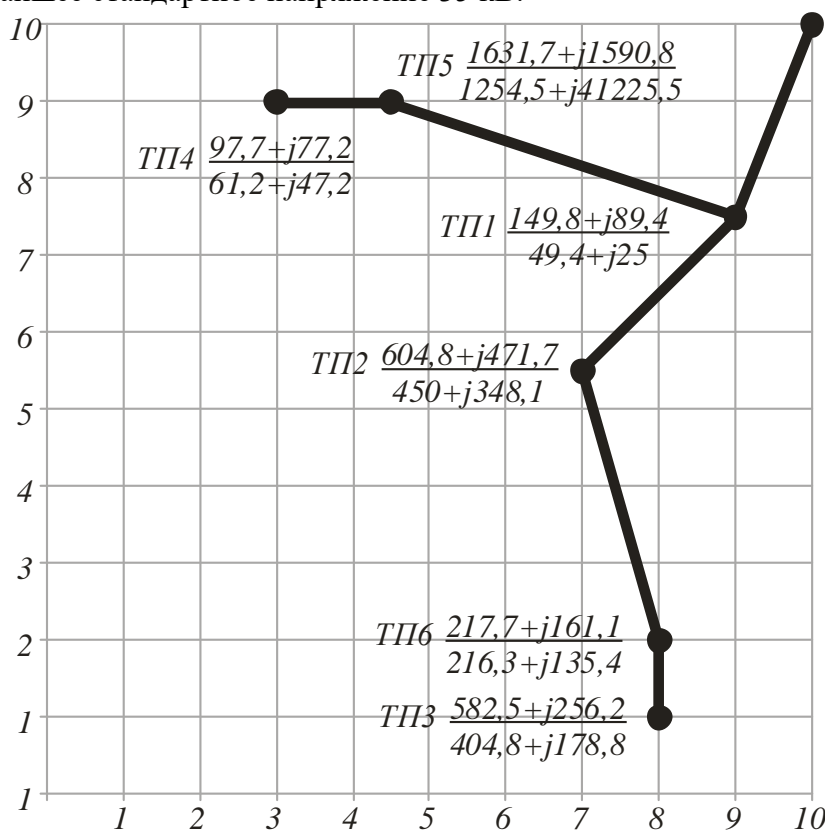


Рис. Конфигурация сети высокого напряжения.

Проверка необходимости КРМ на шинах РП (городской ПС). (Выбор числа и мощности силовых трансформаторов)

Для предварительной оценки реактивной мощности в сети и выбора компенсирующих устройств применяется следующая методика:

1) Энергосистема задает экономически целесообразное значение $tg\varphi_{\text{ЭК}}$ для шин 6-10 кВ понизительных подстанций, питающих потребителей в максимальных и минимальных режимах энергосистемы. Экономически целесообразный $tg\varphi_{\text{ЭК}}$ в режиме максимальных нагрузок ЭС равен: для 220 кВ -0,4; для 110 кВ - 0,3; для 35 кВ - 0,24. В режиме минимальных нагрузок $tg\varphi_{\text{ЭК}}$ принимается равным 0,7 при отсутствии в сети компенсирующих устройств.

2) Исходя из вышесказанного мощность компенсирующих устройств для подстанции можно определить следующим образом:

$$Q_{\text{КУ}\Sigma} = Q_p - Q_{\text{э}}, + \Delta Q_T,$$

где Q_s - экономически целесообразная реактивная мощность, генерируемая ЭС в режиме максимальных (минимальных) нагрузок, квар; Q_p - мощность нагрузки в режиме максимума, квар; ΔQ_T - потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ТП, квар.

Полученная мощность $Q_{ку}$ округляется до значения, соответствующего номинальной мощности компенсирующих устройств.

После выбора КУ осуществляется определение некомпенсированной реактивной мощности и проводятся балансовые расчеты,

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{ку\ факт.},$$

где $Q_{ку\ факт.}$ - мощность компенсирующих устройств подстанции, квар.

В таблице приводится ориентировочная потребность в реактивной мощности по подстанции.

Таблица – Ориентировочная потребность в реактивной мощности по ПС

№№ п.п.	Наименование ПС	Промышленные и приравненные к ним потребители			Жилые и общественные здания			Итого по ПС		
		активная нагрузка, МВт	tgφ	реактивная нагрузка, МВАр	активная нагрузка, МВт	tgφ	Реактивная нагрузка, МВАр	активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, МВАр	tgφ

Согласно ГОСТ-14.209-85 мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции.

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции, в первую очередь определяется категорией потребителей по надежности электроснабжения. При наличии потребителей первой категории их количество должно быть в соответствии с рекомендациями ПУЭ не менее двух. Наиболее часто на подстанциях устанавливаются два трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

На двухтрансформаторных подстанциях в первые годы эксплуатации, пока нагрузка не достигла расчетной, возможна установка одного трансформатора. В течение этого периода необходимо обеспечить резервирование электроснабжения потребителей по сетям среднего или низшего напряжения. В дальнейшем, при увеличении нагрузки до расчетной устанавливается второй трансформатор. Если при установке одного трансформатора обеспечить резервирование по сетям НН нельзя или полная расчетная нагрузка ПС ожидается раньше, чем через 3 года после ввода ее в эксплуатацию, то ПС сооружается сразу с двумя трансформаторами.

Мощность трансформаторов выбирается по условиям:

при установке одного трансформатора - $S_{ном} \geq S_{max}$;

при установке двух трансформаторов - $S_{ном} \geq 0.7 S_{max}$;

при установке n трансформаторов - $S_{ном} \geq 0.7 \frac{S_{max}}{n - 1}$,

где S_{max} - наибольшая нагрузка подстанции на расчетный период 5 лет.

Трансформаторы, выбранные по двум последним условиям, обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов 0,6-0,7 $S_{ном}$. При аварии или выводе одного из трансформаторов в ремонт оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать питание потребителей с допустимой длительной перегрузкой не более 40% от его номинальной мощности или с перегрузкой, определяемой из условий температурного

режима трансформаторов. В некоторых случаях из-за невозможности обеспечить условия допустимой перегрузки трансформаторов разрешается их разгрузка за счет отключения всех или части потребителей третьей категории средствами автоматической разгрузки или эксплуатационным персоналом.

Последовательность расчета

1. Предварительно определяется расчетная мощность силового трансформатора.

$$S_{T \text{ расч}} \geq \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{N_T \cdot \beta_T},$$

где β_T и N_T – соответственно коэффициент загрузки трансформатора (для двухтрансформаторных подстанций $\beta_T=0,7$; для однострансформаторных $\beta_T=0,8 \div 0,85$) и количество трансформаторов; $Q_{\text{неск}}$ – реактивная мощность, передаваемая через трансформатор в сеть низкого напряжения (переток реактивной мощности из сети высокого напряжения).

2. По справочным данным выбирается силовой трансформатор с номинальной мощностью $S_{T \text{ ном}}$ ближайшей к найденной экономической мощности.

3. Принятый к установке на подстанции силовой трансформатор проверяется по условию допустимой 40% перегрузки в послеаварийном режиме

$$\beta_{T \text{ н/а}} = \frac{S_p}{S_{T \text{ ном}}} \leq 1,4.$$

4. Если коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме превышает допустимый, тогда для выполнения данного условия необходима разгрузка трансформатора за счет отключения всех или части потребителей III категории

$$\beta_{T \text{ н/а}} = \frac{S_p - S_{III}}{S_{T \text{ ном}}} \leq 1,4.$$

5. Если и после отключения потребителей III категории условие допустимой перегрузки трансформаторов на соблюдается, необходимо выбрать трансформатор с большей номинальной мощностью.

таким образом в соответствии с условиями выбора работы трансформатора проводится выбор трансформаторов на подстанции.

В табл. приводятся характеристики трансформаторов подстанций.

Таблица - Характеристики трансформаторов

Характеристика трансформатора	Номинальная мощность трансформатора	Номинальное напряжение			Напряжение короткого замыкания		
		вн	сн	нн	вн-сн	вн-нн	сн-нн
Подстанция	МВА	кВ			%		

Продолжение таблицы

Характеристика трансформатора	Ток х.х.	Активные потери		Сопротивления					
				активные			реактивные		
		х.х.	к.з.	вн	сн	нн	вн-сн	вн-нн	сн-нн
Подстанция	%	кВт	кВт	Ом			Ом		

Выбор сечения проводников низковольтной сети

Сечения проводников низковольтной сети должны обеспечивать: достаточную механическую прочность, прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур, необходимые уровни напряжений у источников света, срабатывание защитных аппаратов при КЗ.

Механическая прочность проводников необходима, чтобы во время эксплуатации и монтажа не было чрезмерного провисания или обрывов проводов. Наименьшие допустимые сечения проводников по механической прочности составляют: для медных проводов 1 мм^2 , алюминиевых $2,5 \text{ мм}^2$.

Сечения проводов (кабелей) 0,38 кВ определяются по экономическим интервалам, длительной расчетной нагрузке и проверяются по допустимой потере напряжения по формулам, соответствующим конфигурации сети.

Нагрев проводников вызывается прохождением по ним рабочего тока, значение которого при равномерной нагрузке фаз определяется по формулам:

$$\text{для трехфазной сети } I_p = \frac{P_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot U_\phi \cdot \cos \varphi};$$

$$\text{для двухфазной сети с нулевым проводом } I_p = \frac{P_{p.l}}{2 \cdot U_\phi \cdot \cos \varphi};$$

$$\text{для однофазной сети } I_p = \frac{P_{p.l}}{U_\phi \cdot \cos \varphi}.$$

По расчетному току нагрузки выбирается сечение кабеля, имеющего длительно допустимый ток, превышающий расчетный. Однако для выбранного сечения кабеля это не всегда будет достаточно, поскольку необходимо учитывать условия прокладки кабеля и количество параллельно проложенных кабелей.

Поэтому к установке принимается кабель с длительным расчетным током равным

$$I_{расч} \leq I_{дон} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3,$$

где $I_{дон}$ - длительно допустимый по условиям нагрева ток кабеля; K_1 - поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят 1; K_2 - поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах; K_3 - коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме.

Сечения проводов (кабелей) магистрали по допустимой потере напряжения определяются по формуле,

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot L_i}{\gamma \cdot \Delta U_{дон.a} \cdot U_{ном}},$$

где γ - удельная проводимость провода, (для алюминия $\gamma=32 \text{ Ом м /мм}^2$); $\Delta U_{дон.a}$ - активная составляющая допустимой потери напряжения, В; P_i - активная мощность i -го участка сети, Вт; L_i - длина i -го участка сети, м; $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, В.

Активная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле,

$$\Delta U_{дон.a} = \Delta U_{дон} - \Delta U_p,$$

где ΔU_p - реактивная составляющая допустимой потери напряжения, В.

Реактивная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле,

$$\Delta U_p = \frac{x_0}{U_{ном}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot L_i \quad ,$$

где Q_i – реактивная мощность i -го участка сети, квар; L_i – длина i -го участка сети, км; x_0 – удельное индуктивное сопротивление провода (кабеля), Ом/км; $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Участки принимаются для последовательной цепи от источника до расчетной точки.

Для повышения пропускной способности линии и уменьшения сечения проводов (кабелей) у потребителей, имеющих большую реактивную мощность (25 квар и более) устанавливается поперечная емкостная компенсация. Мощность конденсаторной батареи определяется по формуле,

$$Q_{к.у.} = P_p \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{опт}) ,$$

где P_p – расчетная мощность кВт; $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности до компенсации; $tg\varphi_{опт}$ – оптимальный коэффициент реактивной мощности.

Расчетная реактивная мощность после установки поперечной компенсации определяется по формуле,

$$Q_p = Q_{р.дк.} - Q_{к.у.} ,$$

где $Q_{р.дк.}$ – расчетная реактивная мощность до компенсации.

При этом фактические потери напряжения определяются,

$$\Delta U_{фак} = \frac{P_p \cdot r_0 + Q_p \cdot x_0}{U_{ном}} \cdot L .$$

Для компенсации потери напряжения в линии устанавливаются последовательно включенные конденсаторы. Определяется фактическая потеря напряжения в линии с принятым сечением провода (кабеля).

Необходимая мощность конденсаторов определяется по формуле,

$$Q_c = K \cdot S ,$$

где S – максимальная мощность электроприемников подключенных к линии в месте установки конденсаторов.

K – коэффициент определяемый по формуле,

$$K = \sin \sqrt{\frac{I}{(1 - U_c^*)^2} - \cos^2 \varphi} ,$$

где U_c^* – требуемая надбавка напряжения, выражается в относительных единицах к напряжению сети; φ – угол сдвига фаз нагрузки в максимальном режиме;

$$U_c^* = \frac{U_{фак.} - U_{доп.}}{U_{ном}} ,$$

где $U_{фак.}$ – фактическое напряжение на участке компенсации.

Для подбора конденсаторов необходимо определить их реактивное сопротивление,

$$x_c = \frac{Q_c}{3 \cdot I^2} ,$$

где I – ток, проходящий через конденсаторы, А, определяется по формуле.

$$I = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} ,$$

Фактические потери напряжения после установки продольной компенсации определяются по формуле,

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_p \cdot (x_0 \cdot L - x_c)}{U_{ном.}} .$$

Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа повышения коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле,

$$\Delta P = 3I^2 \cdot r_o \cdot L \cdot 10^{-3},$$

где I – расчётный ток участка, А; r_o – удельное активное сопротивление участка, Ом/км; L – длина участка, км.

Энергии, теряемая на участке линии, определяется по формуле,

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau,$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760,$$

где T_m – число часов использования максимума нагрузки, (приложение 1 таблица 10), час.

Результаты расчётов заносятся в таблицу.

Участок сети	I, А	r_o , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	T_m , час	τ , час	ΔW , кВтч
<i>Итого:</i>							

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формуле,

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{отп}} \cdot 100\%, \quad \Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{отп} \cdot T_m} \cdot 100\%,$$

Потери мощности и энергии в сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{х.х} + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з},$$

где $\Delta P_{х.х}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт (таблица 28 приложения 1); $\Delta P_{к.з}$ – потери в меди трансформатора, кВт (таблица 28 приложения 1); β – коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{х.х} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з} \cdot \tau.$$

. Определение потерь напряжения

Допустимая потеря напряжения в сети 0,38 кВ определяется для правильного выбора сечения проводов (кабелей) линии 0,38 кВ.

В режиме минимальной нагрузки проверяется отклонение напряжения, у ближайшего потребителя, которое не должно превышать +5%. В максимальном режиме отклонение напряжения у наиболее удалённого потребителя должно быть не более минус 5%. На районной подстанции (на примере ПС 35/10 кВ) осуществляется режим встречного регулирования $\delta U^{100}=6\%$; $\delta U^{25}=2\%$.

В минимальном режиме определяется регулируемая надбавка трансформатора

$$V_{рег} \leq 5 - \delta U_{ш}^{25} + \Delta U_{J35}^{25} + \Delta U_{тр}^{25} - V_k,$$

где $\delta U_{ш}^{25}$ - надбавка на шинах РТП в минимальном режиме, %; $\Delta U_{Л35}^{25}$ - потеря напряжения в линии 35 кВ в минимальном режиме, %; $\Delta U_{тр}^{25}$ - потеря напряжения в трансформаторе в минимальном режиме, %; V_n - конструктивная надбавка трансформатора, %.

Допустимая потеря напряжения в линии 0,38 кВ в максимальном режиме определяется по формуле $\Delta U_{дон} = \delta U_{ш}^{100} - \Delta U_{Л35}^{100} - \Delta U_{тр}^{100} + V_k + V_{рег} - (-5)$.

Пример расчета потерь напряжения и потерь мощности в сети 0,4 кВ

Участки принимаются для последовательной цепи от источника до расчетной точки (см. рис. Определение ЦЭН).

Линия №1 ТП6 – 197: $\Delta U_p = \frac{0,3}{0,38} (5 \times 0,197 + 5 \times 0,0866) = 1,12 \text{ В}$,

$$\Delta U_{\partial.a} = 7,03 - 1,12 = 5,91 \text{ В}, F = \frac{11050 \times 197 + 6000 \times 86,6}{32 \times 5,91 \times 380} = 37,5 \text{ мм}^2.$$

Принимается алюминиевый провод сечением 50 мм² марки А-50.

$$\Delta U_{\phi} = \frac{11,05 \times 0,576 + 5 \times 0,33}{0,38} \times 0,197 + \frac{6 \times 0,576 + 5 \times 0,33}{0,38} \times 0,0866 = 5,32 \text{ В},$$

$$\Delta U \%_{\phi} = \frac{5,32}{380} \times 100\% = 1,4\% .$$

Линия №2 ТП6 – 501: $\Delta U_p = \frac{0,3}{0,38} (18 \times 0,075286) = 1,07 \text{ В}$,

$$\Delta U_{\partial.a} = 7,03 - 1,07 = 5,96 \text{ В}, F = \frac{22900 \times 75,286 + 7000 \times 183,6}{32 \times 5,96 \times 380} = 41,5 \text{ мм}^2.$$

Принимается алюминиевый провод сечением 50 мм² марки А-50.

$$\Delta U_{\phi} = \frac{22,9 \times 0,576 + 18 \times 0,33}{0,38} \times 0,075286 + \frac{7 \times 0,576 +}{0,38} \times 0,1836 = 5,7 \text{ В},$$

$$\Delta U \%_{\phi} = \frac{5,74}{380} \times 100\% = 1,51\% .$$

Линия №3 ТП6 – Н.п.: Участок ТП6 – 335. Для повышения пропускной способности линии и уменьшения сечения проводов у потребителя №335, имеющего большую реактивную мощность устанавливается поперечная емкостная компенсация. Определяется мощность БК $Q_{к.у.} = P_p \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{онм.})$, где P_p – расчетная мощность, кВт; $tg\varphi_{онм.}, tg\varphi$ – соответственно оптимальный коэффициент и коэффициент реактивной мощности до компенсации.

Расчетная реактивная мощность после установки поперечной компенсации определяется по формуле $Q_p = Q_{р.дк.} - Q_{к.у.}$, где $Q_{р.дк.}$ – расчетная реактивная мощность до компенсации.

$$\cos\varphi = \frac{150}{186} = 0,806 \Rightarrow tg\varphi = 0,773; Q_{к.у.} = 150 \times (0,773 - 0,33) = 60,45 \text{ квар.}$$

К установке принимается комплектная конденсаторная установка типа УКМ58-0,4-100-33 1/3У3, мощностью 100 квар. $Q_p = 110 - 100 = 10$ квар.

Суммарная реактивная мощность на участке сети ТП6 – 335 после компенсации составит $Q_p = 32,24 + 6 = 38,24$ квар,

$$\Delta U_p = \frac{0,06}{0,38}(38,24 \times 0,118343 + 32,24 \times 0,057723) = 0,294 \text{ В,}$$

$$\Delta U_{\partial.a} = 7,03 - 0,294 = 6,736 \text{ В, } F = \frac{250000 \times 118,343 + 81220 \times 57,23}{32 \times 6,73 \times 380} = 352,9 \text{ мм}^2.$$

Принимаются два кабеля с алюминиевыми жилами $4 \times 240 \text{ мм}^2$ марки АВВГ.

$$\Delta U_{\phi} = \frac{102,5 \times 0,12 + 19,12 \times 0,06}{0,38} \times 0,118343 = 4,19 \text{ В, } \Delta U\%_{\phi} = \frac{4,19}{380} \times 100\% = 1,1\% .$$

Участок 335 – Н.п.: $\Delta U_{\partial} = 7,03 - 4,19 = 2,84 \text{ В,}$

$$\Delta U_p = \frac{0,06}{0,38}(32,24 \times 0,057723) = 0,03 \text{ В, } \Delta U_{\partial.a} = 2,84 - 0,03 = 2,81 \text{ В,}$$

$$F = \frac{81220 \times 57,723}{32 \times 2,81 \times 380} = 132,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаются кабель с алюминиевыми жилами $4 \times 150 \text{ мм}^2$ марки АВВГ.

$$\Delta U_{\phi} = \frac{81,22 \times 0,194 + 33,24 \times 0,06}{0,38} \times 0,057723 = 2,69 \text{ В, } \Delta U\%_{\phi} = \frac{2,69}{380} \times 100\% = 0,71\% .$$

Суммарные потери напряжения на участке ТП6 – Н.п. составят

$$\Delta U_{\phi} = 4,19 + 2,69 = 6,88 \text{ В, } \Delta U\%_{\phi} = 1,1 + 0,71 = 1,81\% .$$

Линия №4 ТП6 – 343. Для повышения пропускной способности линии и уменьшения сечения проводов у потребителей №191 и №343, имеющих большую реактивную мощность устанавливается поперечная емкостная компенсация. Для потребителя №191 расчётная мощность конденсаторной установки составит $Q_{к.у.} = 22 \times (0,91 - 0,33) = 12,76 \text{ квар.}$ К установке принимается комплектная конденсаторная установка ККУ-0,4-20У3 мощностью 20 квар. Реактивная мощность потребителя №191 после компенсации составит $Q_p = 0 \text{ квар.}$ Для потребителя №343 расчётная мощность конденсаторной установки составит $Q_{к.у.} = 23 \times (1,69 - 0,33) = 19,3 \text{ квар.}$ К установке принимается комплектная конденсаторная установка ККУ-0,4-25У3 мощностью 25 квар. Реактивная мощность потребителя №191 после компенсации составит $Q_p = 2 \text{ квар.}$

$$\Delta U_p = \frac{0,06}{0,38}(2 \times 0,2872 + 2 \times 0,3792) = 0,206 \text{ В, } \Delta U_{\partial.a} = 7,03 - 0,206 = 6,824 \text{ В,}$$

$$F = \frac{38250 \times 287,2 + 23000 \times 379,2}{32 \times 6,824 \times 380} = 237,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаются кабель с алюминиевыми жилами $4 \times 240 \text{ мм}^2$ марки АВВГ.

$$\Delta U_{\phi} = \frac{38,25 \times 0,12 + 2 \times 0,06}{0,38} \times 0,2872 + \frac{23 \times 0,12 + 2 \times 0,03}{0,38} \times 0,3792 = 6,33 \text{ В,}$$

$$\Delta U\%_{\phi} = \frac{6,33}{380} \times 100\% = 1,67\% .$$

Таблица - Потери напряжения на элементах сети

Элемент сети	Отклонение напряжения, %	
	при 100% нагрузке	при 25% нагрузке
Шины 35 кВ	+5	+2
Линия 35 кВ	-1,12	-0,28
Трансформатор 35/0,4 кВ: потери напряжения	-7,03	-1,76
надбавка конструктивная	+5	+5
надбавка регулируемая	0	0
Линия 0,38 кВ	-1,81	-
Потребитель	+0,04	+4,96
Допустимое отклонение напряжения	-5	+5

Потери мощности и энергии в линиях 0,38 кВ представлены в таблице.

Таблица - Потери мощности и энергии в сети 0,38 кВ

Участок сети	S, кВА	P, кВт	I, А	r_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	T_m , час	τ , час	ΔW , кВтч
ТП6-501	12,1	11,05	18,4	0,576	0,197	0,115	1700	757	87,11
501-197	7,8	6	11,9	0,576	0,0866	0,021	1300	565	11,88
ТП6-312	29,1	22,9	44,2	0,576	0,07529	0,254	2200	1037	263,62
312-501	7	7	10,6	0,576	0,1836	0,036	1300	565	20,28
ТП6-355	202,4	165	307,5	0,06	0,11834	2,014	3200	1727	3478,71
355-Н.п.	26,7	24,35	40,6	0,194	0,05772	0,055	2200	1037	57,31
ТП6-191	55,3	38,25	84,0	0,12	0,2872	0,730	2200	1037	756,61
191-343	35,5	23	53,9	0,12	0,3792	0,397	2200	1037	411,68
Итого					1,38495	3,622			5087,2

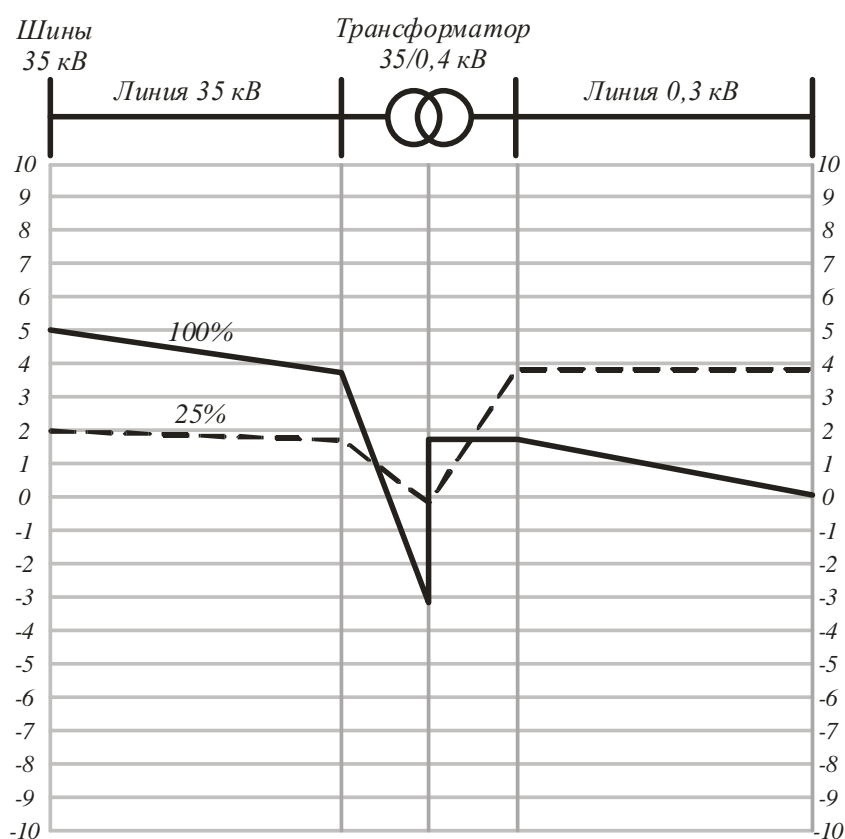


Рис. - Диаграмма отклонения напряжения

. Расчет сети на потерю напряжения при пуске электродвигателя

Когда в сети работают короткозамкнутые асинхронные электродвигатели большой мощности, то после того, как сеть рассчитана по допустимым отклонениям напряжения, её проверяют на кратковременные колебания напряжения при пуске электродвигателей. Известно, что пусковой ток асинхронного короткозамкнутого электродвигателя в 4...7 раз больше его номинального значения. Вследствие этого потеря напряжения в сети при пуске может в несколько раз превышать потерю напряжения на двигателе будет значительно ниже, чем в обычном режиме.

Однако в большинстве случаев электродвигатели запускают не слишком часто (несколько раз в час), продолжительность разбега двигателя невелика – до 10 с.

При пуске электродвигателей допускаются значительно большие понижения напряжения, чем при нормальной работе. Требуется только чтобы пусковой момент двигателя, был достаточен для преодоления момента сопротивления и, следовательно, двигатель мог нормально развернуться.

Потребитель №__ (мельница) имеет привод с электродвигателем 4А__.

Паспортные данные электродвигателя

$$P_{ном} = \text{_____} \text{ кВт} \quad \cos \varphi_{ном} = \text{_____} \quad \text{КПД} = \text{_____}$$

$$\lambda_{max} = \text{_____} \quad \lambda_{min} = \text{_____} \quad \lambda_{пуск} = \text{_____}$$

$$\lambda_{кр} = \text{_____} \quad R_{к.п} = \text{_____} \quad X_{к.п} = \text{_____}$$

$$S_k = \text{_____} \% \quad s_k = \text{_____} \% \quad \lambda_{mp} = \text{_____}$$

Допустимое отклонение напряжения на зажимах двигателя определяются по формуле,

$$\delta U_{доп.д} = - \left(1 - \sqrt{\frac{\lambda_{mp} + 0,25}{\lambda_{пуск}}} \right) \cdot 100\%.$$

Параметры сети от подстанции до места установки электродвигателя определяются по формулам,

$$r_l = r_o \cdot L, \quad x_l = x_o \cdot L,$$

Фактическое отклонение напряжения на зажимах электродвигателя определяется по формуле,

$$\delta U_{д.пуск.ф.} = \delta U_{д.д.пуск} - \Delta U_{тр.пуск} + \Delta U_{Л0,38пуск}.$$

где $\delta U_{д.д.пуск}$ - отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска, %; $\Delta U_{тр.пуск}$ - потери напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя, %; $\Delta U_{Л0,38пуск}$ - потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске электродвигателя, %.

Потеря напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя определяется по формуле,

$$\Delta U_{тр.пуск} = \frac{P_{д.пуск} \cdot (U_a \% + U_p \% \cdot \text{tg} \varphi_{пуск})}{S_{ном}},$$

Мощность двигателя при пуске определяется по формуле,

$$P_{д.пуск} = \frac{P_{ном} \cdot K_I \cdot \cos \varphi_{пуск} \cdot \left(\frac{\lambda_{mp} + 0,25}{\lambda_{пуск}} \right)}{\eta_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}},$$

где K_I – кратность пускового тока.

Коэффициент реактивной мощности при пуске определяется по формуле,

$$\text{tg} \varphi_{пуск} = \frac{X_{к.п}}{R_{к.п}}.$$

Потеря напряжения в линии 0,38 кВ при пуске определяется,

$$\Delta U_{Л0,38пуск} = \frac{P_{д.пуск} \cdot 10^3 \cdot (r_l + x_l \cdot \text{tg} \varphi_{пуск})}{U_{ном}^2} \cdot 100\%.$$

Заключением об успешности пуска электродвигателя является условие,

$$\delta U_{доп.д} > \delta U_{д.пуск.фак.}$$

Пример расчета силовой сети 0,4 кВ

Для примера приведем расчеты для выбора сечения кабеля наиболее загруженной группы потребителей, питаемых от ТП153А. При нормальном, двухстороннем питании по головному участку протекает ток $I_{расч}=215А$.

Выбираем кабель сечением 95 мм^2 с длительно допустимым током $250А$, но в послеаварийном режиме максимальный ток головного участка будет равен $I_{расч}=430 А$.

По условиям допустимой перегрузки по кабелю в послеаварийном режиме длительно может протекать ток в 1.3 раза больше допустимого, однако для выбранного сечения кабеля это будет недостаточно. поэтому к установке принимается кабель сечением 150мм^2 с длительно допустимым током равным $345А$.

$$I_{расч} = 430 \leq 1,3 \cdot I_{дон} \cdot K_1 \cdot K_2 = 1,3 \cdot 345 \cdot 1,0 \cdot 1,0 = 449 А,$$

где $I_{дон}$ - длительно допустимый по условиям нагрева ток кабеля; K_1 - поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят 1; K_2 - поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах.

Окончательно по условия нагрева в послеаварийном режиме выбираем кабель сечением 150 мм^2 .

Сечение питающих линий осветительной сети дома принимается равным $2,5\text{мм}^2$ из-за незначительной нагрузки $I_{рmax} \approx 0,43 А$ на каждой отходящей линии устанавливается автомат типа ВА-51. В каждой квартире предусмотрена штепсельная розетка на 10 А для включения некоторых бытовых приборов.

Присоединение этих розеток к ВРУ осуществляется отдельным проводом марки АПВ-3(1х25). Кроме того в доме предусматривается фотодатчик для автоматического включения освещения лестничных клеток и холлов дома.

На каждом этаже установлен щиток типа ЩУЭ-4. Щиток совмещенный (этажного и квартирного распределения) с пакетными или автоматическими выключателями.

Определение потерь высокого напряжения в сети (трансформаторе)

Потери напряжения на участках линии высокого напряжения в вольтах определяются по формуле,

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U_{ном}} \cdot L,$$

где P – активная мощность участка, кВт, Q – реактивная мощность участка, квар, r_0 – удельное активное сопротивление провода, Ом/км (таблица 18 приложения 1); x_0 – удельное реактивное сопротивление провода, Ом/км (таблица 19 приложения 1), L – длина участка, км.

Потеря напряжения на участке сети на участке сети высокого напряжения в процентах от номинального, определяется по формуле,

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%,$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу.

Участок сети	Марка провода	P, кВт	r ₀ , Ом/км	Q, квар	x ₀ , Ом/км	L, км	ΔU, В	ΔU, %

Потери напряжения в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta U_{тр} = \frac{S_{max}}{S_{тр}} \cdot (U_a \% \cdot \cos \varphi + U_p \% \cdot \sin \varphi),$$

где S_{\max} – расчётная мощность, кВА; S_{mp} – мощность трансформатора, кВА; U_a – активная составляющая напряжения короткого замыкания, %; U_p – реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %.

Активная составляющая напряжения короткого замыкания определяется по формуле,

$$U_a = \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_{mp}} \cdot 100\%,$$

где $\Delta P_{к.з.}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт.

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания определяется по формуле,

$$U_p \% = \sqrt{U_{к.з.}^2 \% - U_a^2 \%},$$

где $U_{к.з.}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Коэффициент мощности определяется по формуле,

$$\cos \varphi = \frac{P_p}{S_p},$$

где P_p – расчётная активная мощность, кВт; S_p – расчётная полная мощность, кВА.

Регулирование напряжения — это автоматическое или любое преднамеренное изменение режима напряжения в целях обеспечения требуемого уровня или повышения экономичности всей системы электроснабжения, включая производственные механизмы. Изменение режима напряжения осуществляется путем разовых мероприятий, воздействующих на величину напряжения. Вопросы регулирования напряжения следует разрабатывать совместно с вопросами компенсации реактивной мощности, рассматривая при этом баланс и распределение реактивной мощности, выбор источников реактивной мощности и т. д. Критерием правильности выбора устройства регулирования и средств компенсации является минимум приведенных затрат при условии выполнения в сети всех технических условий, в том числе качественного напряжения.

Для сравнения действительного отклонения напряжения с допустимым все элементы сети в совокупности проверяют на допустимые отклонения напряжения с учетом режима напряжений на шинах ЦП при максимальных и минимальных нагрузках.

Установившееся отклонение напряжения, δU_y на зажимах ЭП или в точке сети равно:

$$\delta U_y = \delta U_{цп} + \sum_{i=1}^n \delta U_{\delta i} - \sum_{k=1}^m \delta U_k,$$

где $\delta U_{цп}$ – отклонение напряжения на шинах ЦП;

$\delta U_{\delta i}$ – добавка напряжения, создаваемая i -м средством регулирования;

n – количество средств регулирования между ЦП и ЭП;

m – количество узлов;

δU_k – относительное падение напряжения между ЦП и ЭП или расчетной точкой на k -м участке.

Величина напряжения может изменяться регулированием напряжения генераторов или при помощи трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). На подстанциях возможна установка синхронных компенсаторов или управляемых статических конденсаторов. На ЦП могут предусматриваться и вольтодобавочные устройства, создающие дополнительную добавку напряжения $U_{доб}$. К ним относятся регулируемые автотрансформаторы и вольтодобавочные трансформаторы. Эти способы регулирования приводят к изменению режима напряжения у всех присоединенных к ЦП электроприемников, поэтому они относятся к разряду централизованных средств регулирования напряжения.

На шинах ЦП осуществляется так называемое встречное регулирование, при котором величина и знак добавки напряжения изменяются в соответствии с изменением режима напряжения в сети. В частности, в периоды снижения суммарной нагрузки ЦП на 30 % и ниже от наибольшего ее значения напряжение на шинах поддерживается на уровне номинального напряжения сети, а в период максимума превышает его не менее чем на 5 %.

Как правило, для рационально построенной городской распределительной сети применение встречного регулирования напряжения на ЦП является исчерпывающим мероприятием по обеспечению нормированных отклонений напряжения у большинства потребителей. Поэтому на всех подстанциях, питающих распределительную сеть, должны устанавливаться трансформаторы с РПН. В действующих сетях с трансформаторами без РПН возможна установка в ЦП линейных регуляторов с РПН. Устройства РПН действуют, как правило, автоматически и позволяют осуществлять ступенчатое регулирование напряжения без отключения нагрузки.

Если централизованное регулирование не обеспечивает качественного напряжения, то дополнительно используются средства местного регулирования напряжения.

В частности, возможно перераспределение потока реактивной мощности путем установки у потребителей устройств, генерирующих или потребляющих реактивную мощность Q , или за счет изменения реактивного сопротивления цепи с помощью специального компенсирующего устройства X_c .

В первом случае предусматривается установка регулируемых статических конденсаторов, включаемых параллельно в сеть, или использование синхронных двигателей у потребителей.

Во втором случае используются регулируемые статические конденсаторы, включаемые в сеть последовательно. Они находят преимущественное применение в воздушных сетях.

Статические конденсаторы, включаемые в сеть параллельно для обеспечения требуемого напряжения и компенсации реактивной мощности, могут устанавливаться в сети и у потребителей и должны быть оборудованы автоматическими регуляторами.

Эффективность установки конденсаторов увеличивается с приближением места их расположения к источнику реактивной мощности. Необходимая мощность батареи конденсаторов (БК) для повышения напряжения на 1 % в конце линии с реактивным сопротивлением X равна

$$Q_{БК} = \frac{100U_{ном}^2}{X}.$$

Для линий электропередачи выпускаются блоки шунтовых батарей конденсаторов БК. Подстанции оснащаются шунтовыми конденсаторными батареями (ШКБ).

Из средств, изменяющих режим напряжения и используемых для сезонного регулирования напряжения, отметим ответвления на стороне высокого напряжения понижающих трансформаторов, которые переключаются без возбуждения (ПБВ), т. е. при отключенном положении трансформатора. При таком переключении изменяется коэффициент трансформации трансформатора. Использование ответвлений позволяет регулировать вторичное напряжение трансформаторов за счет добавок напряжения.

Для выбора требуемого ответвления обмотки трансформатора определяют расчетную добавку трансформатора.

Сеть, сечения линий которой выбраны в соответствии с заданной потерей напряжения, может не удовлетворять требованиям, предъявляемым к качеству напряжения. В связи с этим следует производить расчет отклонений напряжения на отдельных участках сети, учитывая как потери напряжения в сети, так и изменения напряжения, вызванные его регулированием.

Определим возможный диапазон d изменения напряжения у потребителя. Наименьшее напряжение у потребителя будет в том случае, если в центре питания будет наименьшее допустимое напряжение $U_{ЦП}^{НМ}$ при режиме наибольших нагрузок (наибольшие потери напряжения

в сети $\Delta U_{ЦП-П}^{НБ}$), а распределительные трансформаторы создают наименьшую добавку $\Delta U_{ДОБ}^{НМ}$:

$$U_{П}^{НМ} = U_{ЦП}^{НМ} - \Delta U_{ЦП-П}^{НБ} + \Delta U_{ДОБ}^{НМ}.$$

Наибольшее напряжение у потребителя будет при противоположных условиях:

$$U_{П}^{НБ} = U_{ЦП}^{НБ} - \Delta U_{ЦП-П}^{НМ} + \Delta U_{ДОБ}^{НБ}.$$

Находим диапазон изменения напряжения, d

$$d = U_{П}^{НБ} - U_{П}^{НМ} = U_{ЦП}^{НБ} - U_{ЦП}^{НМ} + (\Delta U_{ЦП-П}^{НБ} - \Delta U_{ЦП-П}^{НМ}) + (U_{ДОБ}^{НБ} - U_{ДОБ}^{НМ}).$$

Для обеспечения допустимых отклонений напряжения у потребителя необходимо соблюдение условий

$$d < U_{MAX} - U_{MIN};$$

$$U_{II}^{HB} \leq U_{MAX}; \quad U_{II}^{HM} \geq U_{MIN},$$

где U_{MAX} и U_{MIN} – интервал допустимых значений напряжения.

Данное условие означает, что диапазон d должен входить в область допустимых значений U_{MAX} и U_{MIN} .

Данное условие должно выполняться у любого потребителя: как ближайшего, так и самого удаленного, как при сезонном, так и суточном изменении нагрузки. Отсюда – характерными ЭП сети являются ближайший и наиболее удаленный от узла сети ЭП, а также ЭП с графиками электрических нагрузок, резко отличающимися от общего графика электрических нагрузок.

Требуемые отклонения напряжения необходимо проверять на совместимость в характерных режимах нагрузки ЦП по условию:

$$\delta U_B \geq \delta U_H,$$

где δU_H – наименьший из всех пределов отклонений напряжения (δU_y), определяемый в режиме наибольшей нагрузки;

δU_B – наибольший из всех пределов отклонения напряжения, определяемый в режиме наименьшей нагрузки.

Если это условие не соблюдается в каком-либо режиме суточной нагрузки, то необходимо использовать ответвления соответствующего распределительного трансформатора, местное регулирование напряжения для уменьшения падения напряжения в сети.

Предельно допустимые отклонения напряжения на шинах ЦП для каждого характерного потребителя определяются следующим образом:

$$\delta U_{B(H)ЦП} = \delta U_{B(H)} + \delta U_C - E_{доб} \pm 0,5,$$

где $\delta U_{B(H)ЦП}$ – верхний (нижний) предел отклонения напряжения в ЦП, %;

$\delta U_{B(H)}$ – верхний (нижний) предел отклонения напряжения, затребованный характерным потребителем, %;

δU_C – ожидаемые потери напряжения в сетях энергоснабжающей организации, %;

$E_{д}$ – добавка напряжения, создаваемая средствами местного регулирования напряжения энергоснабжающей организации.

При проверке условий совместимости необходимо определять верхний и нижний пределы диапазона регулирования напряжения в центре питания в характерных режимах его нагрузки рассматриваемого сезонного периода:

$$\delta U_{B(H)ЦП} = 0,5 \cdot (\delta U_{ВЦПМАХ(MIN)} - \delta U_{НЦПМАХ(MIN)}),$$

где max и min относятся к наибольшему и наименьшему режимам нагрузки.

Расчет установившегося отклонения напряжения δU_y производится без учета зоны нечувствительности регулирующего устройства в ЦП для двух предельных режимов: наибольших и наименьших нагрузок и для двух электроприемников: ближайшего и наиболее удаленного в электрическом отношении, причем потери напряжения учитываются во всех элементах сети.

Нижний предел допустимого отклонения напряжения $\delta U_{доп}$ на шинах 6-10 кВ понизительных распределительных подстанций определяется в режиме максимальных нагрузок для наиболее удаленных электродвигателей напряжением выше 1 кВ и электроприемников напряжением 0,4 кВ с учетом наименьшего коэффициента трансформации на подстанции, питающей наиболее удаленный ЭП:

$$\delta U'_{ЦП_H} = (0,05 \cdot U_{НОМ} + \Delta U_{\Sigma}) \cdot k_{ТР} + \Delta U'_{10(6)кВ};$$

$$\delta U''_{ЦП_H} = 0,05 \cdot U_{НОМ} + \Delta U,$$

где $0,05U_{НОМ}$ – допустимое понижение напряжения на зажимах наиболее удаленного ЭП;

ΔU_{Σ} – потери напряжения в сети 0,4 кВ и на ТП;

$k_{ТР}$ – наименьший коэффициент трансформации ТП 10(6)/0,4 кВ, питающей наиболее удаленный ЭП;

$\Delta U'_{10(6)кВ}$ – суммарные потери напряжения в сети 10(6) кВ;

ΔU – суммарные потери напряжения в различных элементах сети: в линиях низкого напряжения, в распределительных трансформаторах, в линиях 10(6) кВ.

Если неизвестны данные о сети 0,4 кВ, то напряжение на шинах удаленных ТП должно быть не ниже $U_{НОМ}$ ($\delta U_y=0$), тогда

$$\delta U_{ЦП_н} = \Delta U_{ТП} \cdot k_{ТР} + \Delta U_{10(6)кВ}.$$

Из двух вышеприведенных значений выбирается большее.

Верхний предел $\delta U_{доп}$ на шинах понизительной распределительной подстанции (ПРП) в режиме минимальных нагрузок определяется для двигателя высокого напряжения и ЭП напряжением 0,4 кВ, расположенных в наиболее близкой точке к шинам ПРП. При этом на ТП, питающей ближайший ЭП, коэффициент трансформации следует принять наибольшим, а потери напряжения в элементе сети определяются только для режима наименьших нагрузок:

$$\delta U'_{ЦП_в} = (0,05U_{НОМ} + \Delta U_{ТП}) \cdot k_{ТР} + \Delta U_{10(6)кВ};$$

$$\delta U''_{ЦП_в} = 0,05U_{НОМ} + \Delta U,$$

где $\Delta U_{ТП}$ – потеря напряжения в трансформаторе ТП.

Из двух значений $\delta U_{ЦП_в}$ выбирается меньшее. Если полученный диапазон допустимых отклонений напряжения на шинах подстанции $\delta U_{ЦП_н} \leq \delta U_{ЦП} \leq \delta U_{ЦП_в}$ меньше регулировочного диапазона на тех же шинах, то для обеспечения требуемого режима достаточно автоматического регулирования трансформатора под нагрузкой.

При питании от ЦРП необходимо определять расчетные значения напряжения на шинах 10 (6) кВ регулируемых силовых трансформаторов ПРП в режиме максимальной нагрузки предприятия, совпадающем по времени с минимальным напряжением U_{min} энергосистемы на шинах высшего напряжения ИП; минимальной нагрузки, совпадающем по времени с максимальным напряжением в энергосистеме на шинах ИП:

$$\delta U_{ИП_в} = (U_{СМАХ} - \Delta U'_{ВЛ} - \Delta U'_{ПРП}) \cdot \frac{1}{k_{ТР}};$$

$$\delta U_{ИП_н} = (U_{СМИН} - \Delta U''_{ВЛ} - \Delta U''_{ПРП}) \cdot \frac{1}{k_{ТР}},$$

где $U_{СМАХ(MIN)}$ – максимальное (минимальное) напряжение на шинах ИП;

$\Delta U'_{ВЛ}^{(')}$ – потери напряжения в питающей линии в режиме минимальных (максимальных) нагрузок;

$\Delta U'_{ПРП}^{(')}$ – потери напряжения в трансформаторах ПРП;

$k_{ТР}$ – коэффициент трансформации трансформаторов.

Если отклонения напряжения на шинах ИП выходят за пределы регулируемого диапазона $E_{ИП}$ на этих же шинах, то необходимо применять дополнительные средства регулирования напряжения.

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа повышения коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации.

4.6. Определение потерь мощности и энергии в сети (трансформаторе)

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа повышения коэффициента мощности дают возможность снизить

потери мощности и энергии в сети и тем самым определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле,

$$\Delta P = 3I^2 \cdot r_o \cdot L \cdot 10^{-3},$$

где I – расчётный ток участка, А; r_o – удельное активное сопротивление участка, Ом/км; L – длина участка, км.

Энергии, теряемая на участке линии, определяется по формуле,

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau,$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760,$$

где T_m – число часов использования максимума нагрузки, (приложение 1 таблица 10), час.

Результаты расчётов заносятся в таблицу.

Участок сети	I, А	r_o , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	T_m , час	τ , час	ΔW , кВтч
<i>Итого:</i>							

Потеря мощности и энергии, теряемые в высоковольтных линиях, в процентах от потребляемой определяется по формуле,

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{omn}} \cdot 100\%,$$

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{omn} \cdot T_m} \cdot 100\%,$$

Потери мощности и энергии в высоковольтной сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{x.x} + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з},$$

где $\Delta P_{x.x}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт (таблица 28 приложения 1; $\Delta P_{к.з}$ – потери в меди трансформатора, кВт (таблица 28 приложения 1; β - коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{x.x} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з} \cdot \tau,$$

3 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Методические рекомендации по изучению теоретического курса

В процессе изучения лекционного материала рекомендуется использовать опорные конспекты, учебники и учебные пособия.

Подготовка к самостоятельной работе над лекционным материалом должна начинаться на самой лекции. Умение слушать, творчески воспринимать излагаемый материал - это необходимое условие для его понимания, но недостаточно только слушать лекцию. В процессе лекционного занятия необходимо выделять важные моменты, выводы, анализировать основные положения. Если при изложении материала преподавателем создана проблемная ситуация, пытаться предугадать дальнейший ход рассуждений. Это способствует лучшему усвоению материала лекции и облегчает запоминание отдельных выводов.

Однако, как бы внимательно студент не слушал лекцию, большая часть информации вскоре после восприятия будет забыта. Лекцию необходимо конспектировать. Таким образом, на лекции студент должен совместить два момента: внимательно слушать лектора, прикладывая максимум усилий для понимания излагаемого материала и одновременно вести его осмысленную запись. При этом лекция не должна превращаться в урок-диктант. Не надо стремиться подробно слово в слово записывать всю лекцию, конспектируйте только самое важное. Старайтесь отфильтровывать и сжимать подаваемый материал. По возможности записи ведите своими словами, своими формулировками.

Конспект лекций должен быть в отдельной тетради. Тетрадь для конспекта лекций также требует особого внимания. Ее нужно сделать удобной, практичной и полезной, ведь именно она является основным информативным источником при подготовке к различным отчетным занятиям, зачетам, экзаменам. Целесообразно отделить поля, где можно бы изложить свои мысли, вопросы, появившиеся в ходе лекции. Полезно одну из страниц оставлять свободной. Она потребуется потом, при самостоятельной подготовке. Сюда можно будет занести дополнительную информацию по данной теме, полученную из других источников.

После прослушивания лекции необходимо проработать и осмыслить полученный материал. От того насколько эффективно студент это сделает, зависит и прочность усвоения знаний, и, соответственно, качество восприятия предстоящей лекции, так как он более целенаправленно будет её слушать.

Перед каждой последующей лекцией рекомендуется просмотреть материал по предыдущей лекции. Опыт показывает, что предсессионный штурм непродуктивен, материал запоминается ненадолго. Необходим систематический труд в течение всего семестра.

В ходе подготовки к практическим занятиям

Для более глубокого усвоения материала полезно решать задачи. Умение решать задачи потребуется и на экзамене. Большинство вузов в билеты устного экзамена, помимо теоретических вопросов, включает одну или несколько задач, и во время экзамена вам, кроме дополнительных теоретических вопросов, может быть предложена задача. Экзаменаторы справедливо считают, что одним из критериев усвоения теории является способность решать задачи.

Для подготовки к практическим занятиям используйте конспекты лекций, учебники и учебные пособия, указанные в списке рекомендуемой основной и дополнительной литературы. Просмотрите те вопросы теории, освещающие разбираемую тему. На практических занятиях целесообразно иметь при себе конспекты лекций, учебники и учебные пособия. При выполнении домашних задач внимательно просмотрите решение аналогичных задач, рассматриваемых на учебных занятиях, осмыслите методы и методические приемы, используемые при их решении. Освоив методику решения данного класса задач, приступайте к решению задач.

При этом придерживайтесь следующих правил.

- Решение задач всех разделов удобно начинать с краткой записи условия, где необходимо отразить не только данные числовые значения, но и все дополнительные условия, которые

следуют из текста задачи: неизменность или кратность каких-либо параметров, их граничные значения, условия, которые определяются содержанием задачи.

- Очень важно правильно поставить вопрос к задаче.
- Надо проверить, все ли заданные величины в задаче находятся в одной системе единиц.
- Обязательно надо нарисовать рисунок к задаче, на котором следует обозначить те параметры, которые даны, и те, которые нужно найти. Рисунок в большинстве случаев сильно облегчает процесс решения задачи.
- Необходимо обдумать содержание задачи, выяснить, к какому разделу она относится.
- Далее следует записать формулы, соответствующие используемым в задаче законам, не следует сразу искать неизвестную величину; надо посмотреть, все ли параметры в формуле известны.
- Решение задачи чаще всего следует выполнять в общем виде, то есть в буквенных обозначениях.
- Получив решение в общем виде, нужно проверить размерность полученной величины. Для этого в формулу подставить не числа, а размерности входящих в нее величин. Ответ должен соответствовать размерности искомой величины (смотрите в примерах).
- После проверки формулы на размерность следует подставить численные значения входящих в нее величин и произвести расчет.
- Далее нужно проанализировать и сформулировать ответ. Все этапы этих расчетов необходимо кратко отразить в отчете.

При выполнении индивидуальных заданий следует обращаться к сайтам энергетических компаний, пользоваться электрическими схемами электрических станций и электрических сетей Дальневосточного региона. Практические занятия способствуют развитию аналитических и вычислительных способностей, формированию компетенций, на освоение которых направлена данная дисциплина.

Методические указания к самостоятельной работе

Одним из основных видов деятельности студента является самостоятельная работа, которая включает в себя изучение лекционного материала, учебников и учебных пособий, публикаций, первоисточников, подготовку индивидуальных заданий, выступления на групповых занятиях, выполнение заданий преподавателя.

Самостоятельная работа по изучению дисциплины делится на аудиторную и внеаудиторную.

Аудиторная самостоятельная работа выполняется на учебных занятиях под непосредственным руководством преподавателя. Кроме того, самостоятельная работа под руководством преподавателя подразумевает консультации и помощь при выполнении индивидуального задания, консультации по разъяснению материала, вынесенного на самостоятельную проработку, консультации по выполнению типовых заданий.

Методика самостоятельной работы предварительно разъясняется преподавателем и в последующем может уточняться с учетом индивидуальных особенностей студентов. Преподаватель в начале изучения дисциплины предоставляет обучающимся список учебно-методических материалов. Своевременное и качественное выполнение самостоятельной работы базируется на соблюдении настоящих рекомендаций в изучении рекомендованной литературы. Студент может дополнить список использованной литературы современными источниками, не представленными в списке рекомендованной литературы, и в дальнейшем использовать собственные подготовленные учебные материалы при написании курсовых проектов и выполнении ВКР.

Изучение дисциплины следует начинать с проработки настоящей рабочей программы, особое внимание, уделяя целям и задачам, структуре и содержанию курса.

Студентам рекомендуется получить в научной библиотеке университета учебную литературу по дисциплине, необходимую для эффективной работы на всех видах аудиторных занятий, а также для самостоятельной работы по изучению дисциплины, либо воспользоваться

ЭБС, указанными в рабочей программе. Успешное освоение курса предполагает активное, творческое участие студента путем планомерной, повседневной работы.

Вся рекомендуемая для изучения курса литература подразделяется на основную и дополнительную и приводится в п. 10 рабочей программы. К основной литературе относятся источники, необходимые для полного и твердого усвоения учебного материала (учебники и учебные пособия).

Необходимость изучения дополнительной литературы, профессиональных баз данных диктуется прежде всего тем, что в учебной литературе (учебниках) зачастую остаются неосвещенными современные проблемы, а также не находят отражение новые документы, события, явления, научные открытия последних лет. Поэтому дополнительная литература рекомендуется для более углубленного изучения программного материала. Здесь целесообразно пользоваться периодическими изданиями и нормативной литературой по электроэнергетике.

Курсовой проект

Отдельным видом самостоятельной работы студентов является курсовой проект.

Курсовой проект по данной дисциплине предназначен для изучения электроэнергетических характеристик и электрических нагрузок основных групп потребителей на территории города, решения вопросов их электроснабжения: расчета электрических нагрузок, выбора схем питающих (распределительных) сетей и расчета их режимов работы, выбора схемы и конструкции ТП и РП, выбора основного электрического оборудования и др.

Примерные темы курсового проекта: «Проектирование системы электроснабжения жилого района», «Проектирование городской электрической сети». В курсовом проекте необходимо для выбранного района города (поселка) составить план расположения объектов городской системы электроснабжения и экспликацию зданий и сооружений. Графическая часть проекта должна включать в себя: варианты конфигурации и схемы построения электрической сети; подробную однолинейную электрическую схему оптимального варианта сети; план района с указанием прокладки электрической сети. Курсовой проект защищается студентом после устранения всех замечаний. При защите студент должен уметь ответить на контрольные вопросы.

Групповая и индивидуальная консультация

Разъяснение является основным содержанием данной формы занятий, наиболее сложных вопросов изучаемого программного материала. Цель – максимальное приближение обучения к практическим интересам с учетом имеющейся информации и является результативным материалом закрепления знаний. Групповая консультация проводится в следующих случаях: когда необходимо подробно рассмотреть практические вопросы, которые были недостаточно освещены или совсем не освещены в процессе лекции; с целью оказания помощи в самостоятельной работе. Групповая консультация может быть проведена в режиме on-line через личные кабинеты обучающихся и преподавателя. Индивидуальная консультация проводится по запросу обучающегося в виде контактной работы, либо в режиме on-line или off-line через электронную информационно-образовательную среду.

№ п/п	Наименование темы (раздела)	Форма (вид) самостоятельной работы	Трудоёмкость в акад. часах
1	Современное состояние и технико-экономические показатели распределительных сетей	подготовка к опросу на лекции; подготовка к практическим занятиям; проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение	6
2	Электрические расчеты и оценка надежности электроснабжения городских потребителей	подготовка к опросу на лекции; подготовка к практическим занятиям; проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение	6
3	Режимы работы и организация эксплуатации электрических сетей	подготовка к опросу на лекции; подготовка к практическим занятиям; проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение	6
4		Выполнение КП	36

Вопросы к экзамену

1. Понятия: система электроснабжения, электрическая станция и подстанция, электрическая сеть.
2. Классификация и структура городов. Характеристики планировки городов.
3. Города как потребители электрической энергии.
4. Классификация городских потребителей электроэнергии.
5. Общие требования к построению системы электроснабжения города.
6. Структура системы электроснабжения города и электроснабжающая сеть.
7. Напряжения систем электроснабжения. Общая характеристика систем электроснабжения городов. Основные термины и определения.
8. Графики нагрузок городских потребителей (ГЭН) и уровни электропотребления.
9. Показатели графика электрических нагрузок.
10. Общие положения расчета нагрузок. Расчетные электрические нагрузки элементов системы электроснабжения.
11. Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей.
12. Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей.
13. Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений.
14. Расчет электрических нагрузок промышленных потребителей.
15. Расчет электрических нагрузок элементов системы электроснабжения.
16. Определение электрических нагрузок распределительных линий 0,4 кВ.
17. Расчет нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП.
18. Выбор числа и мощности трансформаторов ТП.
19. Определение электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ.
20. Расчет нагрузок на шинах 10 кВ РП, ГП и ПГВ.
21. Определение расчетных электрических нагрузок на различных ступенях СЭГ.
22. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГП и ПГВ.
23. Регулирующий эффект нагрузки.
24. Потребление реактивной мощности.
25. Выбор компенсирующих устройств.
26. Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока.
27. Выбор сечения проводов и жил кабелей по нагреву.
28. Падение и потеря напряжения.
29. Определение наибольшей потери напряжения.
30. Выбор сечения проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения.
31. Классификация городских электрических сетей.
32. Городские электрические сети, пример.
33. Питающие сети, пример.
34. Схемы построения питающих сетей 0,4 и 6-10 кВ.
35. Выбор схемы питающих сетей 0,4 и 6-10 кВ.
36. Распределительные сети, пример.
37. Основные принципы построения городской распределительной сети.
38. Выбор схем распределительной сети 0,4 кВ.
39. Построение схем распределительной сети 6-10 кВ.
40. Выбор сечений воздушных и кабельных линий 0,4 и 6-10 кВ.
41. Выбор сечений воздушных и кабельных линий 0,4 кВ.
42. Выбор схемы электроснабжения города.
43. Выбор источников питания.

44. ВРУ жилого дома до 5 этажей.
45. ВРУ жилого дома до 9 этажей.
46. ВРУ жилого дома свыше 9 этажей.
47. Схема электроснабжения жилого дома.
48. Выбор схемы и конструкции ТП.
49. Выбор схемы и конструкции РП.
50. Конструктивное исполнение и схемы соединений ГП и ПГВ 35-220 кВ.
51. Способы присоединения подстанций к электрической сети.
52. Схемы электрических соединений подстанций.
53. Определения и основные требования к расположению подстанций в городских условиях.
54. Упрощенные схемы понижающих подстанций.
55. Подстанции 35-110-220 кВ.
56. Распределительные пункты 6-10 кВ.
57. Комплектные распределительные устройства.
58. Трансформаторные подстанции 6-10/0,38 кВ.
59. Расчет токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ.
60. Выбор оборудования на напряжение до 1 кВ.
61. Проверка выбранных сечений линий до 1 кВ.
62. Расчет токов короткого замыкания в сетях выше 1 кВ.
63. Выбор оборудования на напряжение 6-10 кВ.
64. Проверка выбранных сечений линий выше 1 кВ.
65. Ограничение токов короткого замыкания.
66. Защита элементов системы электроснабжения на напряжение до 1 кВ.
67. Защита элементов системы электроснабжения на напряжение выше 1
68. Выключатели, выключатели нагрузки, предохранители и автоматические выключатели.
69. Емкостные токи в системах с различными режимами нейтрали.
70. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю.
71. Регулирование напряжения в городских сетях.
72. Пункт секционирования 0,4 кВ. Назначение, устройство, схема, характеристика.
73. Пункт секционирования 6-10 кВ. Назначение, устройство, схема, характеристика.
74. Автоматика в городских электрических сетях 0,4 кВ.
75. Автоматика в городских электрических сетях 10 кВ.
76. Условия пользования электрической энергией и порядок присоединения новых и дополнительных мощностей.
77. Учет электроэнергии и расчеты за нее.
78. Техничко-экономические расчеты и выбор оптимальных параметров системы электроснабжения.
79. Оптимизация параметров и анализ технико-экономических показателей.
80. Оптимизация уровня электрификации быта.
81. Рациональная дальность передачи при напряжении 6-10 кВ в системе электроснабжения.
82. Выбор напряжения распределительных сетей. Выбор числа ступеней трансформации напряжения.
83. Перевод действующих сетей на повышенное напряжение.
84. Обеспечение качества напряжения.
85. Требования к надежности электроснабжения городских потребителей.
86. Идеальная система электроснабжения города.
87. Особенности электроснабжения отдельных потребителей.

Критерии оценивания экзамена:

Оценка «отлично». Ответы на поставленные вопросы излагаются логично, последовательно и не требуют дополнительных пояснений. Полно раскрываются причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Делаются обоснованные выводы. Демонстрируются глубокие знания базовых нормативно-правовых актов. Соблюдаются нормы литературной речи.

Оценка «хорошо». Ответы на поставленные вопросы излагаются систематизировано и последовательно. Базовые нормативно-правовые акты используются, но в недостаточном объеме. Материал излагается уверенно. Раскрыты причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Демонстрируется умение анализировать материал, однако не все выводы носят аргументированный и доказательный характер. Соблюдаются нормы литературной речи.

Оценка «удовлетворительно». Допускаются нарушения в последовательности изложения. Имеются упоминания об отдельных базовых нормативно-правовых актах. Неполно раскрываются причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Демонстрируются поверхностные знания вопроса, с трудом решаются конкретные задачи. Имеются затруднения с выводами. Допускаются нарушения норм литературной речи.

Оценка «неудовлетворительно». Материал излагается непоследовательно, сбивчиво, не представляет определенной системы знаний по дисциплине. Не раскрываются причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Не проводится анализ. Выводы отсутствуют. Ответы на дополнительные вопросы отсутствуют. Имеются заметные нарушения норм литературной речи.

ТЕКУЩИЙ КОНТРОЛЬ

Тест контроля знаний

1. ГЛУХОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ ПРИМЕНЯЕТСЯ В:

- а) трехфазных сетях 6-35 кВ
- б) трехфазных сетях постоянного тока
- в) в сетях 110 кВ и выше, в 4-х проводных сетях 380/220 В, 3-х фазных сетях постоянного тока.

2. ПЛАВКИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ СЛУЖАТ ДЛЯ:

- а) защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ
- б) дистанционного управления АД
- в) коммутации силовой цепи.

3. ОТКЛОНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ У ЭП ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ:

- а) $\pm U\% = [(U_{\text{фак}} - U_{\text{ном}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$
- б) $\pm U\% = [(U_{\text{ном}} - U_{\text{мин}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$
- б) $\pm U\% = [(U_{\text{мах}} - U_{\text{ном}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$

4. РЕЖИМ НАСТРОЙКИ ДУГОГАСЯЩИХ КАТУШЕК В НЕЙТРАЛИ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ:

- а) степенью расстройки, степенью настройки
- б) коэффициентом успокоения резонансно-заземленной сети
- в) напряжением смещения нейтрали.

5. НОМИНАЛЬНЫЙ ТОК ПЛАВКОЙ ВСТАВКИ ПРЕДОХРАНИТЕЛЯ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ КАК:

- а) для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_p$
для одиночного ЭД $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{пуск.}}/\alpha$
- б) для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{ном.эп}}$
для одиночного ЭД $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{лик.}}/\alpha$
- в) для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{ном.эн}}$
для одиночного ЭД $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{пуск.}}/\alpha$

6. ПРИ ПРОКЛАДКЕ КАБЕЛЕЙ ДО 10 КВ В ЗЕМЛЕ РЕКОМЕНДУЕТСЯ В ОДНОЙ ТРАНШЕЕ ПРОКЛАДЫВАТЬ:

- а) не более 6 силовых кабелей
- б) не более 10 силовых кабелей
- в) не более 12 силовых кабелей

7. НОМИНАЛЬНАЯ АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ ЭП ПОВТОРНО-КРАТКОВРЕМЕННОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭТО:

- а) мощность за наиболее загруженную смену
- б) паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы
- в) максимальная мощность за 30-минутный максимум.

8. РЕЖИМАМИ НАСТРОЙКИ ДУГОГАСЯЩИХ КАТЕШЕК В СЕТИ С РЕЗОНАНСНО-ЗА-ЗЕМЛЕННЫМИ НЕЙТРАЛЯМИ ЯВЛЯЮТСЯ:

- а) резонансный
- б) недокомпенсации, резонансный
- в) резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.

9. РАСЧЕТНАЯ НАГРУЗКА ЭМПИРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ КАК:

- а) $P_p = K_c \cdot P_{уст}$
- б) $P_p = P_{срт} + bdc_{срт}$
- в) $P_p = K_p \cdot P_{ср}$

10. НОМИНАЛЬНЫМ ТОКОМ ПЛАВКОЙ ВСТАВКИ НАЗЫВАЮТ:

- а) номинальный ток, при котором плавкая вставка предохранителя еще не перегорает
- б) ток, которой может длительно проходить через их, не вызывая расплавления металла вставки или сильного нагрева
- в) ток КЗ, протекающий через предохранитель.

11. ПОТЕРЯ НАПРЯЖЕНИЯ МЕЖДУ НАПРЯЖЕНИЕМ ИСТ. ПИТАНИЯ U_1 И НАПРЯЖЕНИЕМ В МЕСТЕ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ЭП К СЕТИ U_2 ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ:

- а) $\Delta U\% = [(U_{ном} - U_2)/U_1] \cdot 100\%$
- б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_2)/U_{ном}] \cdot 100\%$
- б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_{ном})/U_2] \cdot 100\%$

12. ПРЕДНАМЕРЕННОЕ СОЕДИНЕНИЕ С ЗАЗЕМЛЯЮЩИМ УСТРОЙСТВОМ КАКОЙ ЛИБО ТОЧКИ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ЭУ, НЕОБХОДИМОЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕЕ РАБОТЫ, НАЗЫВАЮТ:

- а) рабочим заземлением
- б) защитным заземлением
- в) заземлением нейтрали.

13. РАССТОЯНИЕ МЕЖДУ ДВУМЯ ПАРАЛЛЕЛЬНО ИДУЩИМИ ТРАНШЕЯМИ С КАБЕЛЯМИ 35 КВ:

- а) 1,5 м
- б) 1 м
- в) 0,5 м

14. ПРИ ВЫБОРЕ ЗАЩИТНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ЭД ДО 1 КВ УЧИТЫВАЕТСЯ КОЭФФИЦИЕНТ α , ЗАВИСЯЩИЙ ОТ УСЛОВИЙ И ДЛИТЕЛЬНОСТИ ПУСКА ЭД И РАВНЫЙ:

- а) $\alpha = 2,5$ для легких пусков до 2,5с ; $\alpha = 1,6$ для тяжелых пусков свыше 2,5с
- б) $\alpha = 3,5$ для легких пусков до 3,5с ; $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков свыше 3,5с
- в) $\alpha = 1,6$ для легких пусков до 1,6с ; $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков свыше 1,6с

15. ЕСЛИ КОЭФФИЦИЕНТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ $K_3 \leq 1,4$, ТО ТАКОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ НАЗЫВАЮТ:

- а) изолированным
- б) эффективным
- в) компенсированным

16. НАПРЯЖЕНИЕ ФАЗ ОТНОСИТЕЛЬНО ЗЕМЛИ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ КЗ В ЭФФЕКТИВНО-ЗАЗЕМЛЕННЫХ СЕТЯХ НЕ ПРЕВЫШАЮТ:

- а) $1,4 U_{\phi}$
- б) $1,73 U_{\phi}$
- в) $1,9 U_{\phi}$

17. КОЭФФИЦИЕНТОМ СПРОСА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НАЗЫВАЕТСЯ ОТНОШЕНИЕ:

- а) $\frac{P_{CP.M}}{P_{НОМ}}$
- б) $\frac{P_P}{P_{НОМ}}$
- в) $\frac{P_{MAX}}{P_{НОМ}}$

18. ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫМ ТОКОМ ПО НАГРЕВУ НАЗЫВАЮТ:

- а) длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника
- б) минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику
- в) ток, протекающий в проводнике в после аварийном режиме.

19. КОЭФФИЦИЕНТ УСПОКОЕНИЯ РЕЗОНАСНО-ЗАЗЕМЛЕННОЙ СЕТИ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ КАК:

а) $d = -\frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C}$

б) $d = -\frac{W(C_A + C_B + C_C) - \frac{1}{WL_H}}{W(C_A + C_B + C_C)} \cdot 100$

в) $d = -\frac{3G + \frac{1}{R_H}}{W(C_A + C_B + C_C)} \cdot 100$

20. НОМИНАЛЬНАЯ АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ ЭП ДЛИТЕЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭТО:

- а) мощность за наиболее загруженную смену
- б) мощность, указанная в тех. паспорте ЭП
- в) средняя мощность ЭП.

Критерии оценки тестового контроля знаний:

Оценка	Число правильных ответов
5 (отлично)	все
4 (хорошо)	19-15
3 (удовлетворительно)	14-9
2 (неудовлетворительно)	8 и менее

Вопросы «Блиц-опроса» по темам дисциплины

Раздел 1. Современное состояние и технико-экономические показатели распределительных сетей

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Классификация и структура городов.
2. Характеристики планировки городов.
3. Условия пользования электрической энергией и порядок присоединения новых и дополнительных мощностей.
4. Напряжения систем электроснабжения.
5. Общая характеристика систем электроснабжения городов.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Общие положения расчета нагрузок.
2. Расчетные электрические нагрузки элементов системы электроснабжения.
3. Расчет нагрузки бытовых потребителей.
4. Расчет нагрузки общественно-коммунальных потребителей.
5. Расчет нагрузки промышленных потребителей. Расчет нагрузки элементов системы электроснабжения.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Основные положения технико-экономических расчетов.
2. Технико-экономические показатели ЛЭП.
3. Технико-экономические показатели трансформаторов.
4. Оптимальные параметры глубокого ввода 35-110 кВ.
5. Технико-экономические показатели распределительных сетей.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Стандартные напряжения.
2. Исходные положения выбора напряжения ЛЭП.
3. Рациональная дальность передачи при напряжении 6-10 кВ в системе электроснабжения.
4. Выбор напряжения распределительных сетей.
5. Выбор числа ступеней трансформации напряжения.

Раздел 2. Электрические расчеты и оценка надежности электроснабжения городских потребителей

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Требования к надежности электроснабжения городских потребителей.
2. Общие требования к построению системы электроснабжения города.
3. Структура системы электроснабжения города и электроснабжающие сети.
4. Схемы построения питающих сетей 6-10 кВ.
5. Основные принципы построения городской распределительной сети.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Характеристика расчетных режимов.
2. Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока.
3. Выбор сечения проводов и жил кабелей по нагреву.
4. Выбор сечения проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения.
5. Потери напряжения в трансформаторах.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Классификация электроприемников.
2. Расчет надежности. Критерии и оптимизация надежности.
3. Примеры расчета надежности.
4. Оптимизация надежности в условиях неопределенности.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Воздушные линии электропередачи.
2. Марки проводов и область применения.
3. Опоры и арматура.
4. Кабельные линии электропередачи
5. Прокладка кабельных линий в земле, в кабельных сооружениях.

Раздел 3. Режимы работы и организация эксплуатации электрических сетей

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Определения и основные требования к расположению подстанций в городских условиях.
2. Силовые трансформаторы.
3. Заземляющие устройства.
4. Защита от шума.
5. Упрощенные схемы понижающих подстанций.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Выключатели, выключатели нагрузки, предохранители и автоматические выключатели.
2. Защита трансформаторов и сетей напряжением до 1000 В.
3. Автоматические устройства в сети напряжением до 1000 В.
4. Автоматические устройства распределительной сети 6-10 кВ.

Вопросы «Блиц-опроса»

1. Требования к качеству напряжения.
2. Регулирование и изменение напряжения.
3. Ограничение токов короткого замыкания.
4. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю.
5. Перевод действующих кабельных сетей на повышенное напряжение.

Критерии оценки вопросов «Блиц-опроса»:

оценка «отлично» выставляется студенту, если даны правильные ответы на все вопросы;
оценка «хорошо» выставляется студенту, если даны ответы на вопросы с незначительными ошибками;

оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если ответы на вопросы даны со значительными ошибками;

оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если ответы даны с большим числом ошибок, либо совсем не даны ответы.

Вопросы к коллоквиуму

1. Выбор схемы и конструкции ТП.
2. Выбор схемы и конструкции РП.
3. Конструктивное исполнение и схемы соединений ГП и ПГВ 35-220 кВ.
4. Способы присоединения подстанций к электрической сети.
5. Схемы электрических соединений подстанций.
6. Определения и основные требования к расположению подстанций в городских условиях.
7. Упрощенные схемы понижающих подстанций.
8. Подстанции 35-110-220 кВ.
9. Распределительные пункты 6-10 кВ.
10. Комплектные распределительные устройства.
11. Трансформаторные подстанции 6-10/0,38 кВ.
12. Емкостные токи в системах с различными режимами нейтрали.
13. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю.
14. Регулирование напряжения в городских сетях.
15. Пункт секционирования 0,4 кВ. Назначение, устройство, схема, характеристика.
16. Пункт секционирования 6-10 кВ. Назначение, устройство, схема, характеристика.
17. Выключатели, выключатели нагрузки, предохранители и автоматические выключатели.
18. Емкостные токи в системах с различными режимами нейтрали.
19. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю.
20. Регулирование напряжения в городских сетях.
21. Выбор схемы электроснабжения города.
22. Выбор источников питания.
23. ВРУ жилого дома до 5 этажей.
24. ВРУ жилого дома до 9 этажей.
25. ВРУ жилого дома свыше 9 этажей.

Критерии оценки коллоквиума:

Коллоквиум может проводиться в устной и письменной форме. Устная форма. Ответы оцениваются одновременно в традиционной шкале («неудовлетворительно» — «отлично»). На коллоквиум выносятся часть материала экзамена. Коллоквиум ставит следующие задачи: - проверка и контроль полученных знаний по изучаемой теме; - расширение проблематики в рамках дополнительных вопросов по данной теме; - углубление знаний при помощи использования дополнительных материалов при подготовке к занятию; - студенты должны продемонстрировать умения работы с различными видами источников; - формирование умений коллективного обсуждения (поддерживать диалог в микрогруппах, находить компромиссное решение, аргументировать свою точку зрения, умение слушать оппонента, готовность принять позицию другого учащегося).

Оценка «отлично» - глубокое и прочное усвоение программного материала - полные, последовательные, грамотные и логически излагаемые ответы при видоизменении задания, - свободно справляющиеся с поставленными задачами, знания материала, - правильно обоснованные принятые решения, - владение разносторонними навыками и приемами выполнения практических работ.

Оценка «хорошо» - знание программного материала - грамотное изложение, без существенных неточностей в ответе на вопрос, - правильное применение теоретических знаний - владение необходимыми навыками при выполнении практических задач.

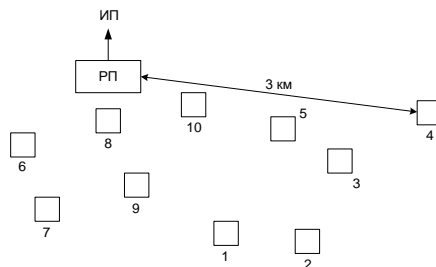
Оценка «удовлетворительно» - усвоение основного материала - при ответе допускаются неточности - при ответе недостаточно правильные формулировки - нарушение последовательности в изложении программного материала - затруднения в выполнении практических заданий.

Оценка «неудовлетворительно» - не знание программного материала, - при ответе возникают ошибки - затруднения при выполнении практических работ.

Задания на самостоятельную работу

ЗАДАНИЕ N 1

При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 6 – ТП 10) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4,9 – 250 кВА; ТП 2,3,10 – 630 кВА; ТП 6-8 – 400 кВА. РП необходимо запитать от городской понижающей подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понижающей подстанции 350 МВА.



1) К ТП – 5 подключается школа на 900 учащихся и квартальная отопительная котельная с удельной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч с теплоносителем водой. Рассчитать электрические нагрузки распределительных линий 0,4 кВ. Разработать схему низковольтного электроснабжения от ТП – 5 с выбором и проверкой соответствующих элементов (с учетом ВРУ).

2) Выбрать число и мощность трансформаторов на ТП – 5. Выбрать схему и конструкцию ВРУ.

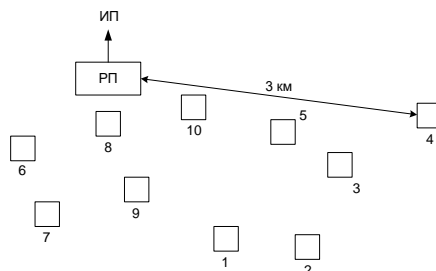
3) Рассчитать токи короткого замыкания на вводе распределительного устройства котельной, расположенной в 500 м от ТП – 5.

4) В линии, питающей ТП – 5 вблизи от ТП - 5, произошло трехфазное короткое замыкание. Какая защита его отключит? Принцип ее работы. Действия персонала с соблюдением правил техники безопасности в этом случае.

5) Каким образом осуществляется учет электроэнергии в рассматриваемом задании? Виды коммерческих потерь, характерных для рассматриваемого случая.

ЗАДАНИЕ N 2

При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 250 кВА; ТП 2,3 – 630 кВА; ТП 6-10 – 400 кВА. РП необходимо запитать от городской понижающей подстанции, расположенной на расстоянии 5 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понижающей подстанции 300 МВА.



1) К ТП – 5 предусматривается подключение следующих потребителей: двух- подъездного девятиэтажного дома с электропищеприготовлением с количеством квартир 72 и встроенным двухэтажным торговым центром общей площадью 1000 м² и трех пятиэтажных четырехподъездных домов с электропищеприготовлением и количеством квартир 60 и 80 соответственно. В шестидесятиквартирный дом встроена поликлиника районного значения.

Рассчитать электрические нагрузки распределительных линий 0,4 кВ. Выбрать и проверить их сечения.

2) Рассчитать электрические нагрузки ТП, выбрать силовые трансформаторы и тип ТП. Разработать подробную однолинейную схему ТП.

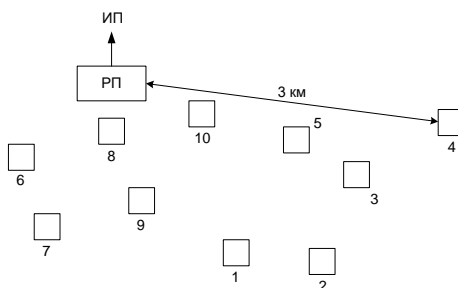
3) Выбрать и проверить защитный аппарат на вводе НН ТП – 5, его конструктивное исполнение.

4) В линии, питающей ТП – 5, произошло однофазное замыкание на землю вблизи ТП – 5. Какие защиты и на каких присоединениях зафиксируют это повреждение? При какой величине тока замыкания на землю допускается оставлять в работе линию.

5) Определить потери электроэнергии в трансформаторах ТП – 5.

ЗАДАНИЕ N 3

При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 400 кВА; ТП 2,3 – 630 кВА; ТП 6-10 – 250 кВА. РП необходимо запитать от городской понижающей подстанции, расположенной на расстоянии 2 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понижающей подстанции 290 МВА.



1) ТП – 5 предусмотрена для питания наружного освещения трех улиц суммарной протяженностью 3,5 км с шириной проезжей части 20 м и зоны отдыха площадью 110 м × 110 м. Рассчитать систему уличного освещения методом коэффициента использования по яркости. Рассчитать электрические нагрузки на стороне НН и ВН ТП.

2) Разработать схему электрической сети 10 кВ от РП. Выбрать и проверить сечение линий на участке сети, включающем ТП – 5.

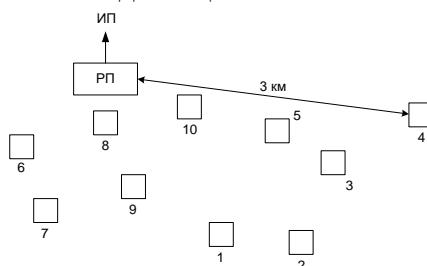
3) Рассчитать режим на участке сети, включающем ТП – 5.

4) Выбрать и проверить выключатель на отходящем присоединении от РП к ТП – 5.

5) Какие защиты установлены на трансформаторе ТП – 5? От каких повреждений они работают? Принцип действия основной защиты.

ЗАДАНИЕ N 4

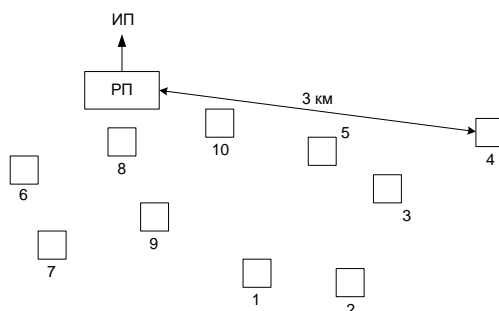
При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 400 кВА; ТП 2,3 – 630 кВА; ТП 6-10 – 250 кВА. РП необходимо запитать от городской понижающей подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понижающей подстанции 350 МВА.



- 1) Расчетная нагрузка ТП – 5 на напряжение 0,4 кВ равна 400 кВт. Дома, питаемые от ТП – 5 имеют газовые плиты. Выбрать силовые трансформаторы на ТП – 5. Приняв двухлучевую схему электроснабжения, выбрать и проверить сечение линий на участках лучевой схемы, включающей ТП – 5, используя ее в качестве автоматического секционирующего пункта.
- 2) Разработать однолинейную схему ТП – 5, выбрать и проверить секционирующие коммутационные аппараты.
- 3) Рассчитать режим в разработанной схеме электрической сети. Выбрать номер ответвления РПН, установленного на трансформаторе городской распределительной подстанции.
- 4) Описать порядок выбора и проверки трансформатора тока на присоединении, питающем участок сети с ТП – 5.
- 5) Произошло двухфазное КЗ в линии недалеко от ТП – 5. Какие защиты и на каких элементах зафиксируют повреждение. Какая защита должна сработать первой и на какой выключатель подастся команда на отключение?

ЗАДАНИЕ N 5

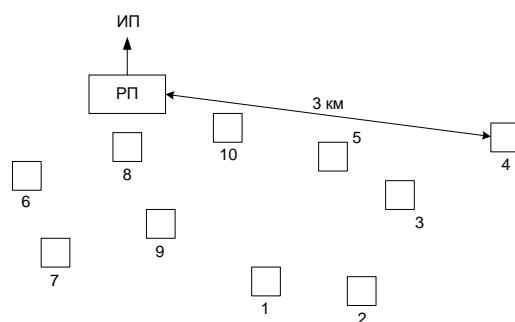
При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 400 кВА; ТП 2,5 – 630 кВА; ТП 3,6-10 – 250 кВА. РП необходимо запитать от городской понижающей подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понижающей подстанции 350 МВА.



- 1) Приняв лучевую схему подключения ТП 3,5,10 от которых получает питание частный сектор, выбрать и проверить линии при загрузке трансформаторов равной 0,8 номинальной мощности. Привести принцип и схему автоматической работы системы уличного освещения.
- 2) Разработать подробную однолинейную схему РП, учитывая, что кроме вновь подключаемых ТП на ней 8 отходящих присоединений. ТП 10 принять совмещенной с РП. На ТП – 5 установлены 2 трансформатора по 630 кВА.
- 3) Скомпоновать РП и показать ее план.
- 4) Конструкция и эксплуатация СИП. Область их применения.
- 5) Какие виды автоматики необходимо применить на РП, ТП? Их назначение, принцип работы.

ЗАДАНИЕ N 6

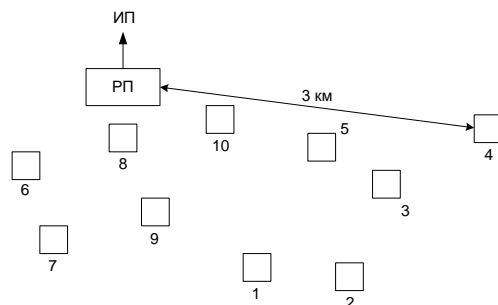
При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 400 кВА; ТП 2,3 – 630 кВА; ТП 6-10 – 250 кВА. РП необходимо запитать от городской понижающей подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понижающей подстанции 350 МВА.



- 1) Разработать систему внешнего электроснабжения РП, рассчитав предварительно нагрузки с учетом того, что на ТП – 5 установлен трансформатор мощностью 400 кВА. В качестве суммарной расчетной нагрузки существующих ТП принять $P_p=2400$ кВт; $Q_p=1000$ кВар. Число отходящих присоединений к существующим ТП при петлевой схеме электроснабжения равно 6.
- 2) Выбрать питающие линии, проверить их, рассмотреть условия прокладки.
- 3) Рассчитать режим в схеме внешнего электроснабжения и обеспечить напряжение на шинах РП в пределах 10 – 10,3 кВ. Будет ли в этом случае выполнено требование ГОСТ 13109 – 97 по отклонению напряжения на шинах 0,4 кВ ТП – 5 ?
- 4) Выбрать и проверить трансформатор напряжения на РП. Показать его на схеме. Каким аппаратом необходимо его защищать и от каких повреждений? Как выбрать этот аппарат?
- 5) Какие защиты и от каких повреждений необходимо установить на секционном выключателе РП. Выбрать уставки.

ЗАДАНИЕ N 7

При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 400 кВА; ТП 2,3,5 – 630 кВА; ТП 6-10 – 250 кВА. РП необходимо запитать от городской понижающей подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понижающей подстанции 330 МВА.



- 1) Рассчитать электрические нагрузки городской распределительной подстанции (ГРП) при подключении ТП 1 –10, учитывая, что существующая нагрузка равна 18 МВт и 8 Мвар. Выбрать силовые трансформаторы ГРП. ГРП – транзитная подстанция, получает питание по кольцевой сети напряжением 35 кВ. Рассмотреть целесообразность ее перевода на более высокий уровень напряжения при подключении новых ТП. Районная подстанция энергосистемы с уровнями напряжения 220/110/35 кВ расположена в 18 км от ГРП.
- 2) Разработать однолинейную схему ГРП при 6 отходящих присоединениях на секцию шин 10 кВ, учитывая тот факт, что она останется транзитной подстанцией, если возникнет целесообразность ее перевода на более высокий уровень напряжения.
- 3) Выбрать питающие ГРП линии, учитывая, что переток мощности по ним без учета нагрузки ГРП составит $12+j7$ МВА. Конструктивное исполнение данных линий.
- 4) Какое оборудование необходимо включить в нейтраль силового трансформатора ГРП и с какой целью. Выбрать его и описать конструкцию.

5) Какие защиты необходимо установить на ГРП, от каких повреждений. Описать принцип действия основных защит силового трансформатора.

ЗАДАНИЕ N 8

План расположения городских подстанций потребителей I, II и III категорий по надежности показан на рис. 1. Сеть расположена на Дальнем Востоке. Характеристики графиков нагрузки подстанций даны в таблице 1.

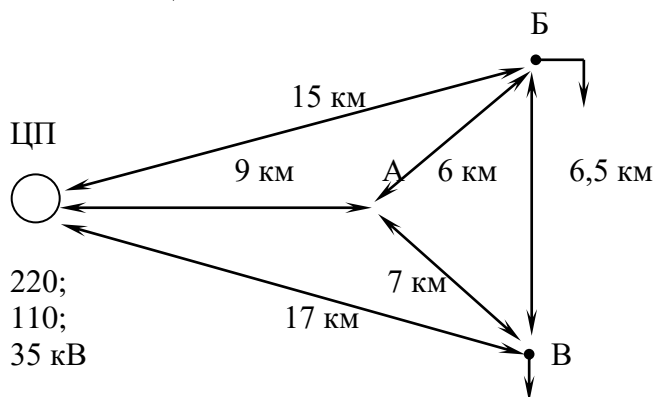


Таблица 1. Характеристики графиков нагрузки подстанций.

Наименование п/ст.	Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Кф	Км
А	8	2	1,1	1,2
Б	15	7	1,15	1,2
В	11	3	1,05	1,1

1. Выбрать вариант конфигурации сети с наименьшими потерями мощности.
2. Решить вопросы компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в сети.
3. Разработать однолинейную схему городской подстанции В.
4. Выбрать трансформаторы напряжения на ПС В.
5. На ВЛ, связывающей центр питания с подстанцией произошло несимметричное КЗ. Составить схему замещения и привести алгоритм расчета тока КЗ в этом случае. Какая защита его отключит? Как выбрать уставки данной защиты?

ЗАДАНИЕ N 9

Источниками питания городской электрической сети являются подстанция питающей сети напряжением 220/110/35 кВ и ТЭЦ. Три генератора мощностью 60 МВт подключены к ОРУ-110 кВ. Расположение источников питания и подстанций районной электрической сети показано на рис. 1. Нагрузки подстанций приведены в табл. 1.

План расположения подстанций и ИП

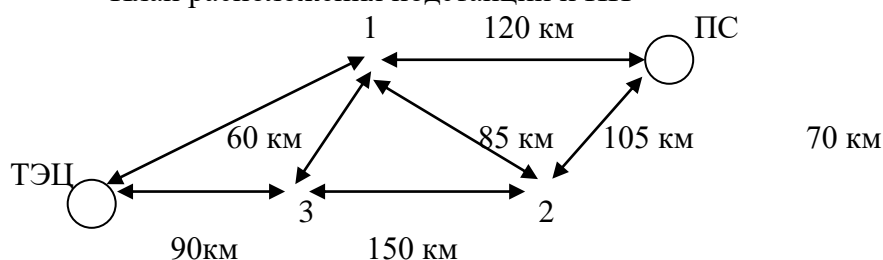


Таблица 1. Нагрузки подстанций и категорийность ЭП

Наименование подстанций	Р _{ср} МВт	Q _{ср} Мвар	Р _{мах} МВт	Q _{мах} Мвар	Категорийность ЭП		
					I	II	III
1	20	12	25	14	10	70	20
2	13	9	20	10	20	50	30
3	25	18	30	20	25	55	20

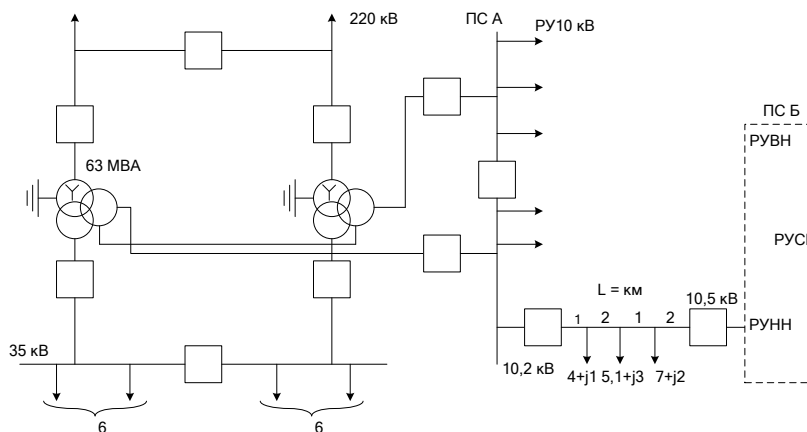
Разработать городскую электрическую сеть, решив при этом следующие вопросы:

1. Выбрать схему эл. сети, номинальное напряжение и сечения линий, предусмотрев установку на ПС 3 трехобмоточного трансформатора.

2. Разработать однолинейную схему подстанции 3. Напряжение СН трансформатора принять на ступень ниже напряжения ВН, НН – 10 кВ. Выбрать тип и мощность трансформаторов.
3. Выбрать и проверить вводной выключатель СН на подстанции 3. Подстанция питающей сети относится к системе неограниченной мощности.
4. Какие виды релейной защиты и от каких повреждений необходимо установить на силовом трансформаторе подстанции 3? Принцип действия ДЗТ.
5. Какие способы регулирования напряжения необходимо применить в данной сети, чтобы поддержать напряжение на шинах 10 кВ подстанций 1, 2, 3 в пределах, заданных ГОСТом на качество эл. энергии?

ЗАДАНИЕ N 10

При реконструкции эл. сети 10 кВ к существующей подстанции А предусматривается дополнительное подключение четырех присоединений. При этом суммарная длина сети 10 кВ будет 50 км. Схема сети после реконструкции приведена на рис. 1. Нагрузка дана в МВА.



- 1) Произвести расчет режима в сети 10 кВ.
- 2) Нужна ли компенсация емкостных токов в сети 10 кВ после ее реконструкции? Если да, то выбрать мощность компенсирующих устройств..
- 3) Выбрать и проверить выключатель нагрузки на ТП, приняв ток КЗ на стороне ВН трансформатора равный 10 кА.
- 4) Произошло двухфазное КЗ в линии 10 кВ. Какие защиты и на каких элементах сети зафиксируют повреждение? Какая защита должна сработать первой и на какой выключатель подается команда на отключение?
- 5) Как зафиксировать замыкание на землю одной фазы линии 10 кВ. Действия оперативного персонала с соблюдением правил ТБ в данном случае.

Критерии оценки решаемых задач:

оценка «отлично»: ответ на вопрос задачи дан правильный. Объяснение хода ее решения подробное, последовательное, грамотное, с теоретическими обоснованиями (в т.ч. из лекционного курса), с необходимым схематическими изображениями. Ответы на дополнительные вопросы верные, четкие.

оценка «хорошо»: ответ на вопрос задачи дан правильный. Объяснение хода ее решения подробное, но недостаточно логичное, с единичными ошибками в деталях, некоторыми затруднениями в теоретическом обосновании (в т.ч. из лекционного материала), в схематических изображениях. Ответы на дополнительные вопросы верные, но недостаточно четкие.

оценка «удовлетворительно»: ответ на вопрос задачи дан правильный. Объяснение хода ее решения недостаточно полное, непоследовательное, с ошибками, слабым теоретическим обоснованием (в т.ч. лекционным материалом), со значительными затруднениями и ошибками. Ответы на дополнительные вопросы недостаточно четкие, с ошибками в деталях.

оценка «неудовлетворительно»: ответ на вопрос задачи дан не правильный. Объяснение хода ее решения дано неполное, непоследовательное, с грубыми ошибками, без теоретического обоснования (в т.ч. лекционным материалом), без умения схематических изображений или с большим количеством ошибок. Ответы на дополнительные вопросы неправильные или отсутствуют.

4 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВЫХ РАБОТ (ПРОЕКТОВ)

Отдельным видом самостоятельной работы студентов является курсовой проект. Курсовой проект по данной дисциплине предназначен для изучения электроэнергетических характеристик и электрических нагрузок основных групп потребителей на территории города, решения вопросов их электроснабжения: расчета электрических нагрузок, выбора схем питающих (распределительных) сетей и расчета их режимов работы, выбора схемы и конструкции ТП и РП, выбора основного электрического оборудования и др.

Примерные темы курсового проекта: «Проектирование системы электроснабжения жилого района», «Проектирование городской электрической сети».

В курсовом проекте необходимо для выбранного района города (поселка) составить план расположения объектов городской системы электроснабжения и экспликацию зданий и сооружений. На основе плана и экспликации разработать следующие вопросы:

1. Краткая характеристика жилого района
2. Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ жилого района
 - 2.1. Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей
 - 2.1.1. Расчет электрических нагрузок жилых зданий
 - 2.1.2. Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями
 - 2.2. Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей
 - 2.2.1. Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений
 - 2.2.2. Расчет электрических нагрузок предприятий ЖКХ
 - 2.2.3. Расчет электрических нагрузок городского электрифицированного транспорта
 - 2.2.4. Расчет осветительной нагрузки
 - 2.3. Расчет электрических нагрузок промышленных потребителей
 - 2.4. Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ
 - 2.5. Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ
 - 2.6. Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ
 - 2.7. Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП
3. Выбор числа и мощности ТП. При необходимости с учетом КРМ
4. Выбор схемы и конструкции ТП
5. Определение потерь мощности в трансформаторах ТП
6. Расчет электрических нагрузок на стороне 6-10 кВ жилого района
 - 6.1. Расчет электрических нагрузок на стороне 6-10 кВ ТП
 - 6.2. Расчет электрических нагрузок распределительных линий 6-10 кВ
 - 6.3. Выбор схемы распределительной сети 6-10 кВ
 - 6.4. Выбор сечений распределительной сети 6-10 кВ
 - 6.5. Расчет электрических нагрузок РП (городской ПС)
 - 6.6. Проверка необходимости КРМ на шинах РП (городской ПС)
7. Выбор схемы питающих линий 6-10 кВ
8. Выбор сечений питающих линий 6-10 кВ
9. Выбор схемы и конструкции РП (городской ПС)
10. Расчет токов КЗ
 - 10.1. Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ
 - 10.2. Расчет токов КЗ в сети 10 кВ
11. Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ
12. Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения
13. Выбор и проверка электрических аппаратов
14. Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор ДГР
15. Регулирование напряжения в городских электрических сетях
16. Техничко-экономические показатели проекта

Курсовой проект разрабатывается в соответствии с заданием и оформляется в виде расчетно-пояснительной и графической части (2 листа формата А-1).

Пояснительная записка включает: титульный лист, задание, содержание, введение, расчетно-пояснительную часть и список использованной литературы.

Задание включает в себя план застройки жилого района города или сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок и выдается студенту вместе с экспликацией зданий и сооружений, содержащей перечень потребителей электроэнергии, либо таблицы нагрузок двенадцати трансформаторных подстанций.

Во введении должны быть сформулированы цели и задачи разрабатываемого проекта, его актуальность и практическая значимость с указанием развития инфраструктуры города (сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок) и его производств на основе широкого внедрения электроэнергии в жизненные и технологические процессы на базе надежного и качественного электроснабжения.

Обстоятельное изучение проектирования городской системы электроснабжения – сложная самостоятельная задача. Поэтому, при выполнении проекта студент полностью отвечает за принятые решения, а задача руководителя сводится к ознакомлению студента с возможными вариантами решения, методами расчета, он направляет самостоятельную творческую работу студента.

Графическая часть проекта должна включать в себя: варианты конфигурации и схемы построения электрической сети; подробную однолинейную электрическую схему оптимального варианта сети; план района с указанием прокладки электрической сети. Чертежи, графики, схемы должны соответствовать требованиям ЕСКД. Пояснения расчетов должны быть предельно краткими и четкими. При многократном повторении одинаковых решений пример подробного решения приводится один раз, а результаты остальных решений сводятся в таблицу.

Проект защищается на кафедре. Студенту дается 10 минут для краткого сообщения о содержании курсового проекта и принятых в нем решениях, а затем он отвечает на вопросы членов комиссии.

Критерии оценки защиты курсового проекта:

Курсовой проект оценивается по пятибалльной системе («отлично», «хорошо», «удовлетворительно»).

Оценка «отлично» выставляется если:

- Содержание проекта: проанализирована основная и дополнительная литература по проблематике курсовой работы (проекту); суждения и выводы носят самостоятельный характер; структура работы логична, материал излагается научно и доказательно; отмечается творческий подход к раскрытию темы курсовой работы (проекта).
- Степень самостоятельности: авторская позиция, проявляющаяся в сопоставлении уже известных подходов к решению проблемы; предложение собственных оригинальных решений; отсутствует плагиат.
- Формулировка выводов: выводы содержат новые варианты решений поставленной проблемы.
- Уровень грамотности: владение общенаучной и специальной терминологией; отсутствие стилистических, речевых и грамматических ошибок.
- Качество защиты: подготовленность устного выступления, правильность ответов на вопросы, оформление мультимедийной презентации.

Оценка «хорошо» выставляется если:

- Содержание проекта: проанализирована основная и дополнительная литература по проблематике курсовой работы (проекта), содержатся самостоятельные суждения и выводы, теоретически и опытно доказанные;
- структура работы логична, материал излагается доказательно; в научном аппарате содержатся некоторые логические расхождения.
- Степень самостоятельности: отсутствует плагиат.

- Формулировка выводов: выводы содержат как новые, так и уже существующие варианты решений поставленной проблемы.
- Уровень грамотности: владение общенаучной и специальной терминологией; стилистические, речевые и грамматические ошибки присутствуют в незначительном количестве.

Оценка «удовлетворительно» выставляется если:

- Содержание проекта: проанализирована основная и дополнительная литература по проблематике курсовой работы (проекта), однако суждения и выводы не являются самостоятельными; имеются незначительные логические нарушения в структуре работы, материал излагается ненаучно и часто бездоказательно;
- Актуальность слабо обосновывается во введении и не раскрывается в ходе всей работы.
- Низкая степень самостоятельности. Отсутствует оригинальность выводов и предложений.
- Уровень грамотности: слабое владение специальной терминологией; стилистические, речевые и грамматические ошибки.

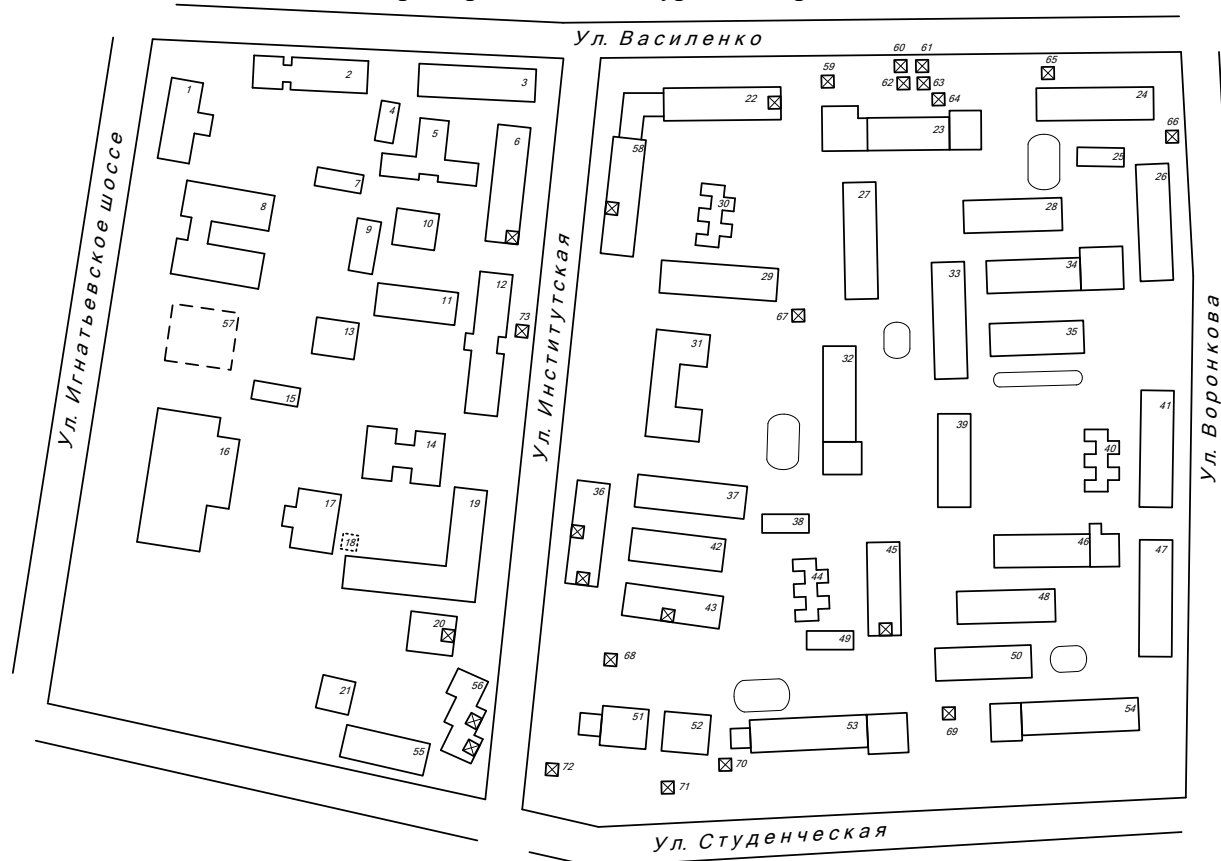
Оценка «неудовлетворительно» выставляется если:

- Содержание проекта: не проанализирована основная и дополнительная литература по проблематике курсовой работы, суждения и выводы отсутствуют; логика работы нарушена, материал излагается бездоказательно.
- Актуальность работы не обосновывается.
- Степень самостоятельности: наличие плагиата.
- Оригинальность выводов и предложений: выводы не соответствуют содержанию работы.
- Уровень грамотности: большое количество стилистических, речевых и грамматических ошибок.

Проверенный проект выдается студенту для ознакомления с оценкой. Если курсовой проект по заключению руководителя является неудовлетворительным и подлежит переработке, то после исправления он предоставляется на повторную проверку.

Оценка, полученная студентом по итогам защиты курсового проекта, является окончательной оценкой за КП.

Пример задания на курсовой проект



Экспликация зданий и сооружений

Наименование	№ на плане	Кол-во квартир, Площадь, м ² , Посещение	Лифты
9 этажей / встроенный магазин	20	72 / 50	2
9 этажей	21,55,52	36	1
9 этажей / встроенный магазин / клуб	51	72/100/20 чел.	2
5 этажей	3,10,35	110	
5 этажей / встроенный магазин	6	110 / 40	
5 этажей / встроенная аптека	22	110 / 50	
5 этажей/встроенный магазин/магазин/парик-кая	58	110/50/200/2	
5 этажей / встроенный магазин/ магазин	23	60/200/150	
5 этажей	24, 33	110	
5 этажей	26-29	110	
5 этажей/встроенная контора	32	89/900	
5 этажей/встроенный магазин	34	90/180	
5 этажей/встроенный магазин/ магазин	36	110/80/30	
5 этажей	37-42	110	
5 этажей/встроенный парик-кая	43	89/30	
5 этажей/встроенный магазин	45	89/40	
5 этажей/встроенный магазин	46	60/250	
5 этажей	47-50	110	
5 этажей/встроенный банк/почта/ клуб	53	109/150/150/80 чел.	
5 этажей/встроенный магазин	54	109/200	
5 этажей/встроенный магазин/ магазин	56	60/100/100	
Общежитие мед. /встроенный магазин	5	620 чел./40	
Общежитие № 3	11	250 чел.	
Общежитие № 2/встроенный магазин	12	600 чел./60	
Общежитие № 4	13	150 чел.	
Общежитие № 1/встроенный магазин	19	800 чел./60	
Институт механизации	1	1400 м ²	
НИИ	2	800 м ²	
Учебный корпус № 6+7	8	1500 чел.	
Учебный корпус № 5	13	700 чел.	
Учебный корпус № 1	16	1000 чел.	
Комбинат пит. “Ландыш”	17	300 чел.	
Школа №16	31	800 чел.	
Начальная школа	30	540 чел.	
Учебный корпус № 4	40	300 чел.	
Детский сад	44	250 чел.	
Гаражи	7	10 шт.	
Гаражи	4	10 шт.	
Гаражи	9	8 шт.	
Гаражи	25	10 шт.	
Гараж АмГУ	15	12 шт.	
Гаражи	38	8 шт.	
Гаражи	49	15 шт.	
Киоск	58-72		
Электрифицированный городской транспорт	Протяженность контактной сети – 3000 м		

Краткая характеристика жилого района

В зависимости от размера города (сельскохозяйственного района) для питания потребителей, расположенных на его территории, должна предусматриваться соответствующая система электроснабжения.

Поэтому первым этапом необходимо определить к какой группе в зависимости от численности населения относится рассматриваемый город (сельскохозяйственный район) и в зависимости от этого определиться с этажностью жилой застройки. В крупнейших и крупных городах, а также в городах с ограниченными для их развития территориями предусматривается смешанная застройка в девять и более этажей, частично пятиэтажная. В других городах и поселках рекомендуется, как правило, пятиэтажная застройка; допускается застройка в девять этажей и выше при наличии соответствующих обоснований.

Далее необходимо дать характеристику жилого сектора, объектов общественно-коммунального характера и предприятий ЖКХ. Указать наличие или отсутствие промышленных потребителей. При этом следует отметить наличие предприятий, учреждений и организаций градообразующего значения. Малые города и поселки городского типа достаточно часто располагаются вблизи крупных промышленных предприятий, имеющих самостоятельные системы электроснабжения. Для питания таких поселений создаются более простые системы электроснабжения, связанные с системами электроснабжения прилегающих предприятий.

Затем необходимо классифицировать население города или других населенных мест в зависимости от степени участия в общественном производстве и характера трудовой деятельности. Для новых городов и поселков численность градообразующей группы населения принимается на первую очередь строительства не менее 40 % и на расчетный срок не более 35 % численности населения. Численность обслуживающей группы населения принимается 18 и 23 % соответственно.

Указать зоны территории населенного места по назначению и их структурные единицы (микрорайон, жилой район, состоящий из нескольких микрорайонов, объединенных общественным центром). Размеры селитебной территории устанавливаются исходя из средней обеспеченности населения общей жилой площадью.

Плотность жилого фонда микрорайона в зависимости от климатического района принимается равной для пятиэтажной застройки 4800-5700 и девятиэтажной застройки 6300-7500 м² общей жилой площади на 1 Га территории микрорайона.

При этом предусматриваются: в группе жилых домов в радиусе обслуживания до 0,3 км — детские ясли сады и физкультурные площадки; в микрорайоне в радиусе до 0,5 км — школы, предприятия торговли к общественного питания, физкультурные площадки, гаражи для индивидуальных автомобилей; в жилом районе, как правило, в общественном центре, в радиусе обслуживания до 1,5 км — торговый центр или отдельные предприятия торговли и общественного питания, клуб, кинотеатр, библиотека, поликлиника, гаражи для автомобилей; в населенном месте — здания административных и профсоюзных органов (в городах — в городском центре), один или несколько торговых центров, рестораны, гостиницы, больницы, а также в зависимости от размера и значения города — высшие учебные заведения, театры, дома культуры, парки, дело городского общественного транспорта и т. д.; в пригородной зоне — учреждения, предназначенные для обслуживания кратковременного и длительного отдыха населения города, а также населения пригородной зоны: пансионаты, детские лагеря, дома отдыха, санатории, спортивные базы, специализированные больницы.

Если принцип построения системы определяется особенностями города, включая характеристики источников питания, напряжение электрических сетей энергосистемы, географическое положение и так далее, то решение остальных вопросов допускает обобщенный подход, независимо от местных условий.

Расчет электрических нагрузок

Важнейшей предпосылкой рационального выбора системы электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

Первым этапом проектирования систем электроснабжения является определение электрических нагрузок. Расчетной называется нагрузка, по которой выбирают и проверяют электрооборудование, мощность источников питания, сечения проводников, номинальную мощность трансформаторов и преобразователей, по которой вычисляют потери напряжения и мощности. На этапе проектирования систем электроснабжения точные характеристики электроприемников (ЭП) могут быть неизвестны, поэтому для определения расчетных электрических нагрузок применяют различные методы, которые подразделяют на основные и вспомогательные.

К первой группе относятся методы расчета по: установленной мощности и коэффициенту спроса; средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок; средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм). Вторая группа включает в себя методы расчета по: удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период времени; удельной нагрузке на единицу площади или на одного посетителя.

Применение того или иного метода определяется требованием к точности расчетов.

В нашем случае расчет нагрузок проводится согласно РД 34.20.185-94.

Расчетные электрические нагрузки жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n \quad (1)$$

где $p_{кв.уд}$ - удельная расчетная нагрузка ЭП квартир (домов), кВт/кв.; n - число квартир.

Таблица 1 - Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартиру

Потребители электроэнергии	Количество квартир													
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
Квартиры с плитами:														
а) на природном газе в городах с численностью населения:														
- до 100 тыс. чел.	4,5	2,8	2,3	2,0	1,8	1,65	1,4	1,2	1,05	0,85	0,77	0,71	0,69	0,67
- свыше 100 тыс. чел.	6,0	3,7	3,1	2,7	2,4	2,2	1,9	1,6	1,4	1,13	1,03	0,95	0,92	0,89
б) на сжиженном газе (в том числе при групповых установках) и на твердом топливе в городах с численностью населения:														
до 100 тыс. чел.	6,0	3,4	2,9	2,5	2,2	2,0	1,8	1,4	1,3	1,08	1,0	0,92	0,84	0,76
свыше 100 тыс. чел.	7,5	4,3	3,6	3,1	2,8	2,5	2,2	1,8	1,6	1,35	1,25	1,15	1,05	0,95
электрическими мощностью до 8,5 кВт	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5	1,36	1,27	1,23	1,19
Квартиры повышенной комфортности с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14	8,1	6,7	5,9	5,3	4,9	4,2	3,3	2,8	1,95	1,83	1,72	1,67	1,62
Домики на участках садоводческих товариществ	4,0	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9	0,76	0,69	0,61	0,58	0,54	0,51	0,46

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , приведенная к вводу жилого дома:

$$P_c = P_{р.лф} + P_{с-т} \quad (2)$$

Мощность лифтовых установок $P_{р.лф}$ определяется по формуле

$$P_{р.лф} = K_{с/лф} \cdot \sum_t P_{лфи} \quad (3)$$

где $K_{с/лф}$ - коэффициент спроса лифтовых установок; m - число лифтовых установок; $P_{лфи}$ - установленная мощность электродвигателя лифта.

Таблица 2 - Удельная расчетная нагрузка электроприемников коттеджей, кВт/коттедж

Потребители электроэнергии	Количество коттеджей									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Коттеджи с плитами на природном газе	11,5	6,5	5,4	4,7	4,3	3,9	3,3	2,6	2,1	2,0
Коттеджи с плитами на природном газе и электрической сауной мощностью до 12 кВт	22,3	13,3	11,3	10,0	9,3	8,6	7,5	6,3	5,6	5,0
Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14,5	8,6	7,2	6,5	5,8	5,5	4,7	3,9	3,3	2,6
Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт и электрической сауной мощностью до 12 кВт	25,1	15,2	12,9	11,6	10,7	10,0	8,8	7,5	6,7	5,5

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{с-т}$ определяется по их установленной мощности $P_{с-т.у}$ и коэффициенту спроса $K_{с.с-т}$:

$$P_{с-т} = K_{с.с-т} \cdot \sum_n P_{с-т.у} \quad (4)$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома $P_{р.ж.д.}$ определяется по формуле

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + K_y \cdot (P_{р.лф} + P_{с-т}) \quad (5)$$

Коэффициент участия в максимуме $K_y = 0,9$.

Таблица 3 - Коэффициенты спроса лифтовых установок $K_{с/лф}$

Число лифтовых установок	Число этажей жилого дома	
	до 12	более 12
2 - 3	0,8	0,9
4 - 5	0,7	0,8
6	0,65	0,75
10	0,5	0,6
20	0,4	0,5
25 и выше	0,35	0,4

Таблица 4 - Коэффициенты спроса электродвигателей санитарно-технических устройств $K_{с.с-т}$

Число электродвигателей	$K_{с.с-т}$	Число электродвигателей	$K_{с.с-т}$
2	1 (0,8)	15	0,65
3	0,9 (0,75)	20	0,65
5	0,8 (0,7)	30	0,6
8	0,75	50	0,55
10	0,7		

Примечание. В скобках приведены значения для электродвигателей единичной мощности свыше 30 кВт.

Таблица 5 - Расчетные коэффициенты реактивной мощности потребителей жилых домов

Потребитель электроэнергии	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$
Квартиры с электрическими плитами	0,98	0,2
Квартиры с плитами на газообразном или твердом топливе	0,96	0,29
Хозяйственные насосы, вентиляционные и другие санитарно-технические устройства	0,8	0,75
Лифты	0,65	1,17

Расчетная электрическая нагрузка жилых домов микрорайона (квартала) $P_{р.мп}$, кВт, приведенная к шинам напряжением 0,4 кВ ТП, ориентировочно может определяться по формул

$$P_{р.мп} = P_{р.ж.д.уд} \cdot F_{мп} \cdot 10^{-3} \quad (6)$$

где $P_{р.ж.д.уд}$ – удельная расчетная нагрузка жилых домов, Вт/м²;

$F_{мп}$ – общая площадь жилых домов микрорайона, м².

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий (помещений) следует принимать по проектам электрооборудования этих зданий; промышленных предприятий - по проектам электроснабжения предприятий или по соответствующим аналогам.

Для реконструируемых электрических сетей в районах сохраняемой жилой застройки при отсутствии существенных изменений в степени ее электрификации (например, не предусматривается централизованный переход на электропищеприготовление) расчетные электрические нагрузки допускается принимать по фактическим данным.

Укрупнено расчетные нагрузки общественных зданий могут быть получены с помощью метода удельных нагрузок. Для предприятий общественного питания, гостиниц, школ и детских садов удельная нагрузка P_y приводится в расчете на 1 человека, а для магазинов и административных зданий на $1m^2$ площади $P_{зд} = p_{зд.уд} \cdot M$, где $p_{зд.уд}$ - удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир (домов), кВт/кв.; M - количественный показатель.

Таблица 6 - Удельные расчетные нагрузки общественных зданий

№п/п	Общественные здания	Удельная нагрузка	Расчетные коэффициенты	
			cosφ	tg φ
1	Учреждения образования, кВт/учащегося			
	Общеобразовательные школы:			
	с электрифицированными столовыми и спортзалами	0,25	0,95	0,33
	без электрифицированных столовых и спортзалов	0,17	0,92	0,43
	с буфетами и спортзалами	0,17	0,92	0,43
	без буфетов и спортзалов	0,15	0,92	0,43
	Профессионально-технические училища со столовыми	0,46	0,8 – 0,92	0,75 – 0,43
	Детские дошкольные учреждения	0,46	0,97	0,25
2	Предприятия торговли, кВт/м ²			
	Продовольственные магазины:			
	без кондиционирования воздуха	0,23	0,82	0,7
	с кондиционированием воздуха	0,25	0,8	0,75
	Непродовольственные магазины:			
	без кондиционирования воздуха	0,14	0,92	0,43
3	Предприятия общественного питания, кВт/место			
	Полностью электрифицированные с количеством посадочных мест:			
	до 400	1,04	0,98	0,2
	500 – 1000	0,86	0,98	0,2
	более 1000	0,75	0,98	0,2
	Частично электрифицированные (с плитами на газообразном топливе) с количеством посадочных мест:			
	до 100	0,9	0,95	0,33
	100 – 400	0,81	0,95	0,33
	500–1000	0,69	0,95	0,33
	более 1000	0,56	0,95	0,33
4	Предприятия коммунально-бытового обслуживания			
	Фабрики химчистки и прачечные, кВт/кг вещей	0,075	0,8	0,75
	Парикмахерские, кВт/рабочее место	1,5	0,97	0,25
5	Учреждения культуры и искусства, кВт/место			
	Кинотеатры и киноконцертные залы:			
	без кондиционирования воздуха	0,12	0,95	0,33
	с кондиционированием воздуха	0,14	0,92	0,43
	Клубы	0,46	0,92	0,43
6	Здания и помещения учреждений управления, проектных и конструкторских организаций, кредитнофинансовых учреждений и предприятий связи, кВт/м ²			
	без кондиционирования воздуха	0,043	0,9	0,48
	с кондиционированием воздуха	0,054	0,87	0,57
7	Учреждения жилищно-коммунального хозяйства, кВт/место			
	Гостиницы:			
	без кондиционирования воздуха (без ресторанов)	0,34	0,9	0,48
	с кондиционированием воздуха	0,46	0,85	0,62

Расчетные электрические нагрузки линий напряжением до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяют по формуле:

$$P_{р.л} = P_{зд\ max} + \sum K_{yi} \cdot P_{зdi} \quad (7)$$

где $P_{зд\ max}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии;
 $P_{зdi}$ – расчетная нагрузка остальных зданий, питаемых по линии;
 K_{yi} – коэффициент участия в максимуме (принимают по справочным данным).

Укрупненная расчетная электрическая нагрузка микрорайона (квартала) $P_{р.мр.}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП определяется по формуле

$$P_{р.мр.} = (P_{р.ж.зд.уд.} + P_{общ.зд.уд.}) \cdot S \cdot 10^{-3} \quad (8)$$

где: $P_{общ.зд.уд.}$ - удельная нагрузка общественных зданий микрорайонного значения, принимаемая 6 Вт/м²;

S - общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала), м².

Расчетные электрические нагрузки ТП 10(6)/0,4 кВ на шинах низшего напряжения определяют умножением суммарной нагрузки на шинах низшего напряжения на коэффициент участия в максимуме. Для наиболее распространенных однострансформаторных и двухтрансформаторных ТП коэффициент совмещения максимума равнее 0,9.

Расчетные электрические нагрузки линий и распределительных пунктов 6..10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по табл. 7. Таблица 7 - Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок городских сетей и промышленных предприятий

Максимум нагрузки	Отношение расчетной нагрузки предприятий к нагрузке городской сети				
	0,2	0,6	1	1,5	3
Утренний	0,75/0,6	0,8/0,7	0,85/0,75	0,88/0,8	0,92/0,87
Вечерний	0,85...0,9	0,65...0,85	...0,8	0,45...0,76	0,3...0,7

Примечание. В строке для утреннего максимума в числителе приведены коэффициенты для жилых домов с электроплитами, в знаменателе - с плитами на газовом или твердом топливе. В строке для вечернего максимума меньшие значения коэффициентов следует принимать при наличии промышленных предприятий с односменным режимом работы, большие - когда все предприятия имеют двух- или трехсменный режим работы.

Расчет электрических нагрузок предприятий ЖКХ

Электрические нагрузки коммунально-хозяйственных предприятий определяются по специальным методикам.

Определение расчетной нагрузки квартальных котельных базируется на материалах Генплана или схемы теплоснабжения рассматриваемого района города, где указываются тепловая нагрузка района, принятая система теплоснабжения (закрытая или открытая), вид теплоносителя и используемое топливо для котельной. Тепловая нагрузка устанавливается на основании действующих удельных норм теплового потребления и числа жителей района.

Электрическая нагрузка котельной включает в себя две составляющие: нагрузку сетевых насосов $P_{с.к}$ и нагрузку остальных электроприемников котельной $P_{0,к}$.

Нагрузка сетевых насосов

$$P_{сн} = p_{с.уд} Q, \quad (9)$$

где $p_{с.уд}$ — удельная расчетная нагрузка сетевых насосов, кВт/(Гкал/ч);
 Q – расчетная тепловая нагрузка района, Гкал/ч.

При отсутствии на трассе тепловой сети подкачивающих насосов

$$P_{с.уд} = 0,92(L + 4,5) \quad (10)$$

при наличии подкачивающих насосов

$$P_{с.уд} = 0,688(L + 5,96) - 0,027\Delta Z, \quad (11)$$

где L — длина тепловой сети от котельной до геометрического центра района теплоснабжения, км;
 ΔZ — разность отметок котельной и наиболее удаленного потребителя тепла.

Расчетная нагрузка остальных электроприемников котельной $P_{o,к} = P_{o,уд}Q$,
 где $p_{o,уд}$ — удельная расчетная нагрузка котельной без сетевых насосов, кВт/(Гкал/ч).

Суммарная расчетная электрическая нагрузка котельной

$$P_{к} = P_{с.к} + P_{o.к} \quad (12)$$

Для предварительных расчетов электрической нагрузки отопительных котельных с теплоносителем — водой можно использовать усредненные данные $p_{к,уд}$. В этом случае суммарная расчетная нагрузка котельной определится как

$$P_{к} = P_{к,уд}Q \quad (13)$$

Расчет электрических нагрузок электрифицированного транспорта

Расчетная нагрузка тяговой подстанции городского электрифицированного транспорта зависит от принятой системы питания тяговой сети. Различают децентрализованную и централизованную системы питания. При децентрализованной системе каждая секция контактной сети питается от двух соседних тяговых ПС и предусматривается взаимное резервирование ПС по проводам контактной сети. Для централизованной системы каждая тяговая ПС осуществляет автономное питание тяговой сети без взаимного резервирования. При централизованной системе питания тяговая ПС используется для совместного питания тяговой сети трамвая и троллейбуса.

Расчетная нагрузка тяговой ПС определяется исходя из рабочего тока тяговой сети:

$$I_{пс т.с.} = I_{т.с.} \cdot N \cdot L, \quad (14)$$

где $I_{т.с.}$ - расчетная линейная плотность тока, А/км; L - суммарная протяженность контактной сети трамвая и троллейбуса, км; N - расчетная частота движения подвижного состава.

Плотность тока для трамвая (один вагон) принимается $I_{трм} = 8,4$ А/км, для троллейбуса $I_{трл} = 10$ А/км. Расчетная частота движения принимается для трамвая $N_{трм} = 30$ пар поездов/ч (два вагона), для троллейбуса $N_{трл} = 40$ машин/ч.

Тогда суммарная нагрузка тяговой сети будет равна

$$P_{т.с.} = 0,6 I_{пс т.с.}, \quad (15)$$

где 0,6 кВ — напряжение тяговой сети.

Расчетная нагрузка тяговой ПС окончательно составит

$$P_{пс} = P_{т.с.} \cdot 1,3 / 0,8, \quad (16)$$

где 1,3 - коэффициент, учитывающий сезонность нагрузки; 0,8 - коэффициент, учитывающий возможную перегрузку вагонов трамвая (троллейбуса).

Расчет осветительной нагрузки

Расчетная нагрузка сетей наружного освещения города определяется как сумма мощностей осветительных установок с учетом коэффициента спроса, равного 1. При этом мощность определяется светотехническим расчетом с учетом характера освещаемой территории города, действующих норм освещенности, типа и параметров используемых светильников. В результате светотехнического расчета устанавливается удельная мощность освещения, относимая к 1 м² освещаемой поверхности рассматриваемой территории:

$$P_{oc} = (P_{л} + \Delta P_{ппа}) \frac{mM}{lb}, \quad (17)$$

где $P_{л}$ — номинальная мощность лампы, Вт; $\Delta P_{ппа}$ — потери мощности газоразрядных ламп. Вт; m — число светильников фонаря, относящихся к одному ряду; M — число рядов светильников; l — шаг фонарей отдельных светильников, м; b — ширина проезжей части улицы, тротуара и т. п.

Удельную мощность установки определяют для всех участков улиц, отличающихся схемой размещения светильников, их мощностью.

В результате мощность установки

$$P_{уст} = P_{oc} S \cdot 10^{-3}, \quad (18)$$

где S — площадь освещаемой территории, м².

Тогда расчетная нагрузка сети наружного освещения

$$P_{осв} = \sum P_{уст}, \quad (19)$$

где n — число установок, питание которых предусматривается от рассматриваемого элемента системы электроснабжения.

Как правило, при расчетах параметров установок наружного освещения современной застройки городов используются типовые решения в зависимости от характера рассматриваемой городской территории. При этом для различных вариантов осветительных установок указываются их электрические параметры: удельная установленная мощность освещения (на 1 м² освещаемой территории и 1 км длины установки).

Расчет электрических нагрузок сельскохозяйственного населенного пункта

Для определения нагрузок сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей используются «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения».

Расчет нагрузки, потребляемой жилыми домами, рассчитывается методом коэффициента одновременности по формулам,

$$P_{\Sigma} = \kappa_o \cdot n \cdot P, \quad Q_{\Sigma} = \kappa_o \cdot n \cdot Q, \quad (20)$$

где n - количество домов; κ_o – коэффициент одновременности; P – активная мощность одного дома, кВт; Q – реактивная мощность одного дома, квар.

Для освещения улицы в темное время суток необходимо принять тип светильников и тип источника света, а также высоту подвеса.

Мощность, уличного освещения определяется по формулам,

$$P_{yo} = P_{yd} \cdot L, \quad Q_{yo} = P_{yo} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (21)$$

где P_{yd} – удельная мощность уличного освещения, Вт/м; L – длина улицы, м; $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности светильника.

Активная мощность необходимая для освещения приусадебных участков определяется по формуле,

$$P_{осв} = \kappa_o \cdot n \cdot \Pi \cdot P_{yd.o}, \quad (22)$$

где Π - периметр приусадебного участка, м, n – количество домов, $P_{yd.o}$ – удельная мощность освещения приусадебных участков, Вт/п.м.

Реактивная мощность необходимая для освещения приусадебных участков определяется по формуле,

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (23)$$

Для определения расчётного вечернего максимума активной и реактивной мощностей расчётного населённого пункта с учётом нагрузки уличного освещения и освещения приусадебных участков необходимо просуммировать данные нагрузки,

$$P_{в} = P_{\Sigma} + P_{yo} + \Delta P_{осв}, \quad Q_{в} = Q_{\Sigma} + Q_{yo} + \Delta Q_{осв}. \quad (24)$$

Полная потребляемая мощность расчётного населённого пункта для дневного и вечернего максимумов определяется по формуле,

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (25)$$

Таблица 8 - Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ

Наименование Потребителей.	Количество потребителей.										
	1	2	5	7	10	15	20	50	100	200	500
Жилые дома с нагрузкой на вводе: до 2,2 кВт.	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
свыше 2,2 кВт.	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,19
То же, с электроплитами и водонагревателями.	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12

Производственные потребители.	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30
-------------------------------	------	-----	------	-----	------	-----	------	------	------	------	------

Таблица 9 - Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 6-20 кВ

Количество Т.П.	2	3	5	10	20	≤25
Коэффициент одновременности, k_0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблица 10 - Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 35-110 кВ

Количество подстанций 110-35/10 или линий 35, 110 кВ.	2	3	≤4
Коэффициент одновременности.	0,97	0,95	0,9

Расчет электрических нагрузок промышленных потребителей

Применяемые в настоящее время методы расчета нагрузки промышленных предприятий могут быть разбиты на две группы.

Первая группа содержит точные методы, в которых расчетная нагрузка определяется на основе средней нагрузки с использованием соответствующих коэффициентов или с учетом рассеяния расчетного максимума нагрузки от ее среднего значения.

Вторая группа включает в себя приближенные методы, базирующиеся на использовании показателя установленной мощности электроприемников с введением уточняющего коэффициента или на основе обобщающих показателей, связанных с технологическим процессом предприятия.

Номинальные мощности приемников принимаются в соответствии с требованиями технологического процесса предприятия. Коэффициенты использования для групп приемников со сходным режимом работы определяются заранее на действующих предприятиях путем предварительного обследования и приводятся в соответствующих справочниках.

В условиях действующего предприятия средняя нагрузка за максимально нагруженную смену определяется как частное от деления потребления электрической энергии за максимально нагруженную смену на ее продолжительность в часах.

Под максимально нагруженной понимается смена с наибольшим потреблением электроэнергии, которое повторяется не менее пяти раз в году.

При проектировании систем электроснабжения в качестве нагрузок рассматривают группы или отдельные приемники электроэнергии. Для одиночного электроприемника в качестве расчетной нагрузки принимается номинальная мощность:

$$\begin{aligned} S_{расч} &= S_{ном}; \\ I_{расч} &= I_{ном} \end{aligned} \quad (26)$$

Для группы n однородных потребителей, работающих согласованно и в регулярном режиме, составляют графики нагрузки, из которых определяют максимальные получасовые нагрузки. Эти нагрузки принимают в качестве расчетных:

$$P_{расч.} = \sum_{i=1}^n k_{з_i} \cdot P_{i_{ном}}, \quad (27)$$

где $k_{з_i}$ - коэффициенты загрузки отдельных приемников; n - число приемников в группе.

Для группы электроприемников с разным режимом работы определяется групповой коэффициент использования активной (реактивной) мощности:

$$K_u = \frac{\sum_1^n P_{CP.M}}{\sum_1^n P_{НОМ}}, \quad (28)$$

где n — число подгрупп электроприемников с разными режимами работы, входящих в данную группу.

Зная установленные активные мощности приемников и коэффициенты их использования, можно рассчитать среднюю нагрузку по каждому элементу электроснабжения.

При наличии разных групп приемников средняя нагрузка элемента определяется как сумма средних нагрузок всех групп электроприемников.

Для групп разнородных приемников расчетную нагрузку с учетом разновременности максимумов определяют по:

$$S_{расч.} = k_{рм_i} \sqrt{(\sum P_{расч.i})^2 + (\sum Q_{расч.i})^2}, \quad (29)$$

где $\sum P_{расч.i}$ - сумма расчетных активных нагрузок отдельных групп приемников; $\sum Q_{расч.i}$ - тоже для реактивных нагрузок.

Коэффициент максимума для большого числа разнородных устройств зависит от числа, мощности и режима работы нагрузки, чтобы учесть эти факторы используют эффективное число электроприемников $n_{эф}$. Коэффициент максимума K_k для приемников всех без исключения режимов работы устанавливается в зависимости от группового коэффициента использования приемников, входящих в группу, и их эффективного числа, равного

$$n_{эф} = \frac{\left(\sum_1^n P_{НОМ}\right)^2}{\sum_1^n P_{НОМ}^2}, \quad (30)$$

где $n_{эф}$ — эффективное число приемников; $P_{НОМ}$ — номинальная мощность приемников; n — число приемников.

При большом количестве электроприемников эффективное число электроприемников определяется по приближенной формуле:

$$n_{эф} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{НОМ_i}}{P_{НОМ.макс}}. \quad (31)$$

Расчетную нагрузку методом упорядоченных диаграмм определяют по формуле:

$$P_{расч.} = k_m \cdot P_{ср}. \quad (32)$$

Коэффициент максимума в зависимости от эффективного числа электроприемников $n_{эф}$ и коэффициента использования k_u определяют по кривым или таблицам справочников.

Из второй группы способов расчета наибольшее распространение имеет метод определения расчетной нагрузки с использованием коэффициента спроса.

Расчетную нагрузку с использованием коэффициента спроса для однородных приемников следует определять как:

$$\begin{aligned}
P_{расч.} &= \sum_{i=1}^n k_{c_i} \cdot P_{i_{уст}}; \\
Q_{расч.} &= P_{расч.} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \\
S_{расч.} &= \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2}
\end{aligned}
\tag{33}$$

где $k_c = k_m \cdot k_u$ - коэффициент спроса; k_m - коэффициент максимума; k_u - коэффициент использования мощности.

Величина K_c принимается постоянной, независимой от числа электроприемников. Такое допущение приемлемо лишь при достаточно высоких значениях коэффициента использования мощности и большом числе электроприемников. Значения коэффициента спроса при проектировании принимаются по справочным материалам.

Во вторую группу входят способы расчета нагрузки по удельным показателям производства.

При заданном объеме выпуска продукции и удельном расходе электроэнергии расчетная нагрузка

$$P_{макс} = n_{уд} \cdot M_{см} / T_{см}, \tag{34}$$

где $n_{уд}$ — расход электроэнергии на единицу продукции; $M_{см}$ — количество продукции, выпускаемой за смену; $T_{см}$ — продолжительность наиболее загруженной смены,

В некоторых случаях расчетная нагрузка может быть определена по ее удельной плотности:

$$P_{МАКС} = P_0 G, \tag{35}$$

где P_0 — удельная нагрузка (на 1 м² производственной площади); G — площадь размещения электроприемников, м².

Приведенная методика не распространяется на специальные установки, например для контактной сварки, испытательные станции, промышленный электрический транспорт и т. д.

Для определения нагрузок отдельных мощных электроприемников с фиксированным режимом работы должны использоваться индивидуальные показатели их работы.

Пример расчета электрических нагрузок

Пример расчета нагрузки жилого дома

В качестве примера определяется расчетная нагрузка 45 квартирного жилого дома повышенной комфортности.

1. Расчетная нагрузка квартир жилого дома

Мощность электроприемников квартир в жилых домах определяется по установленной мощности, если она неизвестна, то по таблице 2.1.1. [РД] определяется удельная расчетная нагрузка электроприемников.

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n = 3,0 \cdot 45 = 135 \text{ кВт.}$$

2. Силовая нагрузка представлена насосами для подкачки воды в многоэтажные дома и лифтами. Мощность насосов для СЭ160-70 составляет 37 кВт. Вторая составляющая силовой нагрузки это лифты. Для 45 квартирного дома повышенной комфортности считаем 3 подъезда и в каждом лифт. В зависимости от этажности и количества лифтов выбирается K_c коэффициент спроса [РД, табл.2.1.2/]. Расчетная нагрузка лифтовых установок определяется по формуле:

$$P_{л} = K_c \sum_{i=1}^n (P_{ПАС} \sqrt{ПВ} + P_{РЕГ})_i$$

где $P_{ПАС}$ - паспортная мощность двигателя; $ПВ$ - продолжительность включения двигателя (0.6);

$P_{РЕГ}$ - мощность регулирующей аппаратуры.

Выбирая лифты Карачаровского завода мощностью $P_{ПАС}=25 \text{ кВт}$ и $P_{РЕГ}=1.5 \text{ кВт}$, вычислим нагрузку дома. Расчет нагрузки лифта выполняется по формуле: $P_{л} = 0,8 \cdot 3(25\sqrt{0,6 + 1,5}) = 50,1 \text{ кВт}$.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле: $P_c = 37 + 50,1 = 87,1 \text{ кВт}$.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) $P_{р.ж.д}$, кВт, определяется по формуле /РД. п.2.1.4/:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_y P_c,$$

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт; P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт; k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9). $P_{р.ж.д} = 135 + 0,9 \cdot 87,1 = 213,4 \text{ кВт}$.

Пример расчета нагрузки общественных зданий

Мощность, потребляемую кафе, для наглядности определим по показателям мощности отдельных приемников (таблица).

Таблица 11 – Показатели мощности отдельных приемников

Электроприемник	Кол-во	Мощность одного ЭП, кВт	Общая мощность $P_{уст}$, кВт
Посудомоечная машина	1	32	32
Кипятильник	1	12	12
Шкаф жарочный	1	9,6	9,6
Котел пищеварочный	2	7,0	14
Прилавок горячих блюд	2	6,5	13
Кофеварка	1	4,5	4,5
Универсальный привод	2	0,8	1,6
Холодильная камера	1	1	1
Прилавок холодных блюд	1	0,6	0,6
Электроплита	2	17	34
Хлеборезка	1	0,27	0,27
Кассовый аппарат	1	0,06	0,06
Вентилятор	2	3	6
Итого	18	-	128,63

Вычислим эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ном_i}}{P_{ном.макс}} = \frac{2 \cdot 129,63}{32} = 8,03.$$

Принимаем $n_э=8$, и по таблицам выбираем $K_c=0.8$ - коэффициент спроса.

Учитывая коэффициенты, вычислим нагрузки силовую и освещения:

$$P_{р.с} = K_c \sum_{i=1}^n P_{с.уст_i} = 0,8 \cdot 128,63 = 102,9 \text{ кВт}. \quad P_{р.о} = K_c \sum_{i=1}^n P_{о.уст_i} = 0,8 \cdot 15 = 12 \text{ кВт},$$

где осветительная нагрузка учитывалась по удельным показателям:

$$P_{о.уст} = S_k \cdot P_{о.уд} = 200 \cdot 0,75 = 15 \text{ кВт}.$$

Расчетная нагрузка кафе с учетом несовпадения максимумов нагрузок определяется как:

$$P_p = k_{PM} (P_{р.с} + P_{р.о}) = 0,95 (102,9 + 12) = 109,2 \text{ кВт}.$$

где $k_{PM}=0,95$ - коэффициент разновременности расчетных максимумов силовых и осветительных нагрузок.

Определение центра электрических нагрузок. Выбор места расположения ГПП (ПГВ)

Определение центра электрических нагрузок и обоснование места установки ГПП (ПГВ). При проектировании современных СЭС требуется решать задачи выбора рациональных схем электроснабжения, при этом конфигурация схемы во многом зависит от места расположения источника питания. Правильный выбор места расположения ГПП (ПГВ) обеспечит наилучшие технико-экономические показатели СЭС. Выбор места расположения центров питания для крупных предприятий представляет очень сложную техническую задачу, которую приходится решать с помощью сложных математических методов. Однако для не очень больших предприятий эта задача легко решается без использования сложных методик с помощью построения картограммы нагрузок, определения центра электрических нагрузок и определения эллипса рассеяния электрических нагрузок.

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане площади, ограниченные кругами, которые в выбранном масштабе соответствуют активным расчетным нагрузкам потребителей. Центр каждого круга должен совпадать с центром нагрузок потребителя. ЦЭН района является символическим центром потребления электроэнергии.

Радиус круга определяется по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}} \quad (36)$$

где P_i – полная расчетная мощность i -го потребителя с учетом компенсации, r_i – радиус круга, m – масштаб для определения площади круга,

Если считать электрические нагрузки равномерно распределенными по площади квартала (района), то ЦЭН будет совпадать с его геометрическим центром тяжести. Проведя, аналогию между массами и электрическими нагрузками определяют координаты ЦЭН:

$$X = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}, \quad Y = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i}, \quad (37)$$

где X_i и Y_i – соответственно абсцисса и ордината приложения отдельных нагрузок i -го потребителя в осях координат X и Y .

Пример расчета центра электрических нагрузок.

Исходные данные приведены в табл. 12.

Так как квартал (район) имеет правильную прямоугольную форму, то упрощенно центр энергетических нагрузок определяется путем проведения диагоналей. В том месте, где пересекутся диагонали, там и будет центр электрических нагрузок. Координаты центра энергетических нагрузок занесем в табл. 12.

Выбираем масштаб $m=300$ кВт/см.

Например для 1-го потребителя $r_i = \sqrt{\frac{4178.5}{3,14 \cdot 300}} = 2,1$ см.

Таблица 12 - Картограмма нагрузок

Номер	Координата X, м	Координата Y, м	P, кВт	r_i , см
1	760	635	4178,5	2,1
2	220	640	2246,25	1,5
3	1170	620	791,87	0,9
4	400	215	4114,69	2,1
5	1240	195	2862,27	1,7
6	1490	490	1123,12	1,1
7	1370	765	245,9	0,5
8	910	200	3417,61	1,9
9	1610	745	312,25	0,6
10	1565	215	33,06	0,2

Строим окружности на картограмме района и находим место расположения ИП.
 Результаты приведены в табл. 12.

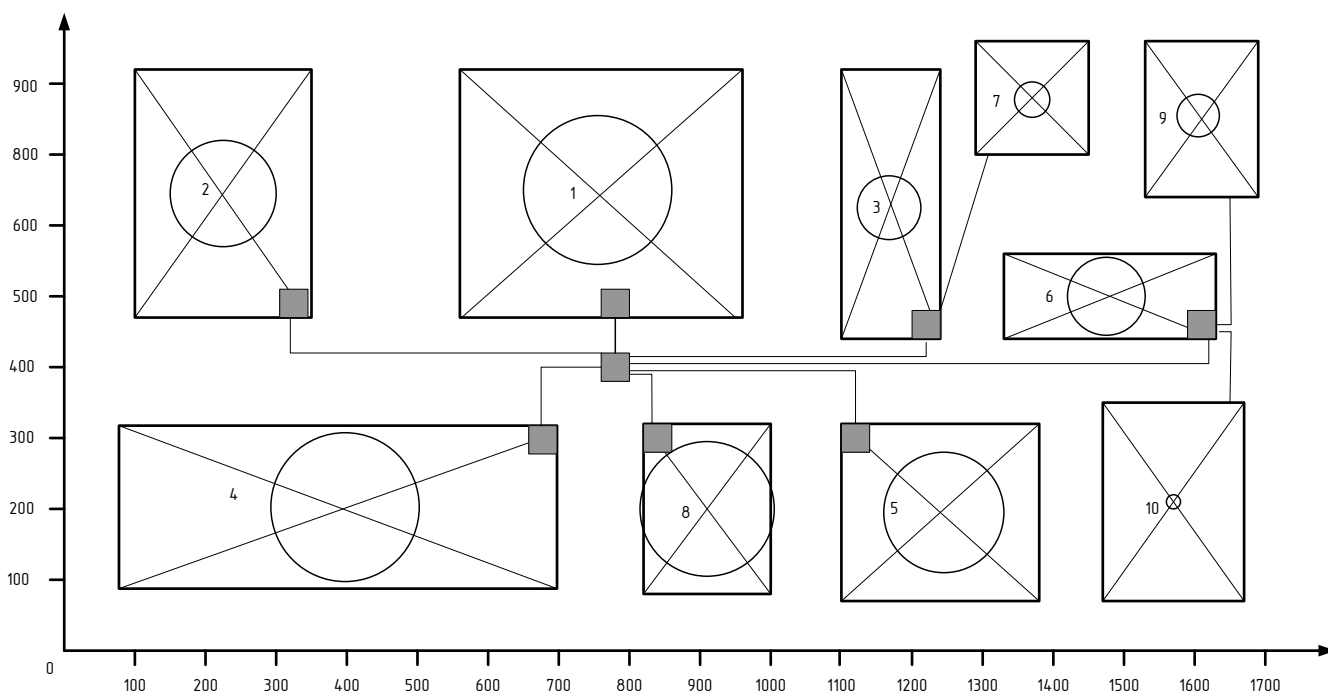


Рисунок 1 - Расчет нагрузок ГПП

Таблица 13 - Находим место расположения ИП

Номер цеха	Координата X, м	Координата Y, м	P, кВт	$X_i \cdot P_i$	$Y_i \cdot P_i$
1	760	635	4178,5	3175660	2653348
2	220	640	2246,25	494175	1437600
3	1170	620	791,87	926487,9	490959,4
4	400	215	4114,69	1645876	884658,4
5	1240	195	2862,27	3549215	558142,7
6	1490	490	1123,12	1673449	550328,8
7	1370	765	245,9	336883	188113,5
8	910	200	3417,61	3110025	683522
9	1610	745	312,25	502722,5	232626,3
10	1565	215	33,06	51738,9	7107,9
Итого			19325,52	15466232	7686406,35

После расчетов установили, что место расположения ГПП (ПГВ) должно быть в точке

$$X = \frac{1546232}{19325.52} = 800 \text{ м,}$$

$$Y = \frac{7686406.35}{19325.52} = 398 \text{ м.}$$

Выбор трансформаторов подстанций системы внешнего электроснабжения

Главная понижающая подстанция объекта – ГПП (ПГВ) выполняется двухтрансформаторной. Мощность трансформаторов определяется активной нагрузкой объекта (предприятия) и реактивной мощностью, передаваемой от системы в период максимума нагрузок. Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учетом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей третьей категории. В соответствии с существующей практикой проектирования мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах 70% на время максимума. Однако, на время максимума нагрузки в нормальном режиме допускается также перегружать трансформатор в течении 6 часов, но не более 5 суток в год.

Таким образом, выбор трансформаторов ГПП (ПГВ) допускается производить по двум методикам:

- по аварийной перегрузке в послеаварийном режиме;
- по допустимой систематической перегрузке в нормальном режиме, с последующей проверкой трансформаторов в послеаварийном режиме.

Выбор трансформаторов ГПП (ПГВ) при отсутствии графика нагрузки подстанции проводится по формуле:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{p\Sigma}}{N \cdot K_3} \quad (38)$$

где N - количество трансформаторов;

K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (для двухтрансформаторных подстанций $K_3 = 0,7$, для однострансформаторных $K_3 = 0,8 - 0,85$).

Полная расчетная мощность определяется по формуле:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{нк}^2} \quad (39)$$

где $P_{p\Sigma}$ - суммарная расчетная активная мощность ГПП (ПГВ);

Для снижения потерь мощности в энергосистеме рекомендуется оптимизировать величину передаваемой мощности в энергосистему, величина этой мощности может быть определена по формуле:

$$Q_{онт} = P_{p\Sigma} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (40)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - экономический коэффициент реактивной мощности (определяется по приказу №49).

Определяется необходимая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{KV} = Q_{p\Sigma} - Q_{онт}$$

Далее выбирается фактическая мощность компенсирующих устройств по справочнику, причем эта мощность должна быть кратной 2, т.к. компенсирующие устройства для исключения несимметрии располагаются на обеих секциях шин. Т.к. точно подобрать фактическую мощность КУ не всегда удается, поэтому определяем некомпенсированную реактивную мощность

$$Q_{нк} = Q_{p\Sigma} - Q_{KVфакт}$$

Выбор трансформатора по систематической перегрузке проводится в следующем порядке:

а) определяется средняя нагрузка по наибольшему зимнему суточному графику нагрузки подстанции:

$$S_c = \frac{\sum \Delta t_i \cdot S_i}{T_n} \quad (41)$$

где Δt_i - продолжительность ступени графика нагрузки; S_i - величина полной нагрузки ступени графика; n - число ступеней графика нагрузки, $T_n = 24$ ч.

б) вычисляется величина загрузки эквивалентного графика:

$$K_{31} = \frac{1}{S_c} \sqrt{\frac{\sum_m \Delta t_j \cdot S_j}{\sum_m \Delta t_j}} \quad (42)$$

где Δt_j - продолжительность ступени графика нагрузки, при $S_j \leq S_c$;

m – количество ступеней графика при котором $S_j \leq S_c$;

в) определяем величину предварительной перегрузки по графику:

$$K_{n1} = \frac{1}{S_c} \sqrt{\frac{\sum_v \Delta t_k \cdot S_k}{\sum_v \Delta t_k}} \quad (43)$$

где Δt_k - продолжительность ступени графика нагрузки, при $S_k > S_c$;

v – количество ступеней графика при котором $S_k > S_c$.

г) определяем величину максимума:

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_c} \quad (44)$$

где S_{\max} - максимальная нагрузка по графику.

д) определяем продолжительность перегрузки по графику (H') и корректируем эту величину:

$$H = \frac{(K_{n1})^2 \cdot H'}{(0.9 \cdot K_{\max})} \quad (45)$$

Если полученная величина меньше 6 часов, то трансформатор может быть выбран по систематической перегрузки.

Для этого по справочным данным определяется допустимая величина перегрузки трансформатора, как функция $K_n = f(K_{31}, H, t)$, где t – температура окружающего воздуха во время перегрузки.

Мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{c,n}}{N \cdot K_n} \quad (46)$$

где $S_{c,n}$ - средняя полная мощность, определенная за интервал времени перегрузки по графику. После выбора трансформатора, осуществляют проверку трансформатора по условию послеаварийной перегрузки: $1,4 \cdot S_{\text{ном.т}} \geq S_{p\Sigma}$. Окончательный выбор проводят после технико-экономического сравнения нескольких вариантов.

Проектирование низковольтного электроснабжения

Систему электроснабжения строят в зависимости от размеров объекта и потребляемой мощности. Как правило, рассматриваются несколько вариантов электроснабжения и на основе технико-экономического сравнения принимают окончательное решение. После расчета нагрузок, в соответствии с категорией надежности питания, выбираются схемы электроснабжения. Для потребителей I и II категории по надежности электроснабжения рекомендуется применять петлевые схемы на напряжении 10 и 0,38 кВ, и использовать параллельную работу трансформаторов в полузамкнутых и замкнутых схемах на напряжении 0,4 кВ. Для потребителей третьей категории допускается применение радиальных схем питания.

Для жилых зданий высотой 9 этажей и выше рекомендуется, при питании от одно-трансформаторных подстанций, резервирование по сети 0.38 кВ /РД. п.4.3.12/. Необходимо учесть, что от трансформаторных подстанций питается наружное освещение домов и уличное освещение дорог и проездов.

Определение места расположения ТП

Для определения центров нагрузок в каждом квартале, составляют план и проводят соответствующие расчеты. Потребительские трансформаторные подстанции наиболее целесообразно размещать в центре электрических нагрузок (ЦЭН) со смещением их в сторону питания. Если нет возможности установить ТП в расчётном месте, её устанавливают максимально приближено к центру электрических нагрузок.

Координаты ЦЭН определяются по формулам (37) и заносятся в табл. 14.

Таблица 14 – Координаты ЦЭН

x								
y								

Если рекомендуемое в задании месторасположение трансформаторной подстанции имеет координаты, которые удалены от центра электрических нагрузок, то тогда трансформаторную подстанцию необходимо перенести в вершину квадрата, которая располагается ближе всего к центру электрических нагрузок. Если центр нагрузки размещается в середине квартала, то для удобства обслуживания и ремонтов целесообразно сместить ТП к внешней границе, где как правило, прокладывается кабель 6-10 кВ.

Пример расчета ЦЭН и выбора места установки ТП

x	268	250	417	491	428	39	236	477
y	395	433	469	382	478	63	387	326

$$x = \frac{7,81 \times 268 + 7 \times 250 + 7 \times 417 + 186 \times 491 + 26,91 \times 428 + 35,47 \times 39 + 29,73 \times 236 + 26,75 \times 477}{7,81 + 7 + 7 + 186 + 26,91 + 35,47 + 29,73 + 26,75} = 400,3$$

$$y = \frac{7,81 \times 395 + 7 \times 433 + 7 \times 469 + 186 \times 382 + 26,91 \times 478 + 35,47 \times 63 + 29,73 \times 387 + 26,75 \times 326}{7,81 + 7 + 7 + 186 + 26,91 + 35,47 + 29,73 + 26,75} = 354,41$$

Подстанция №6 переносится в вершину квадрата с координатами x=500 y=500.

Конфигурация сети приведена на рис.2.

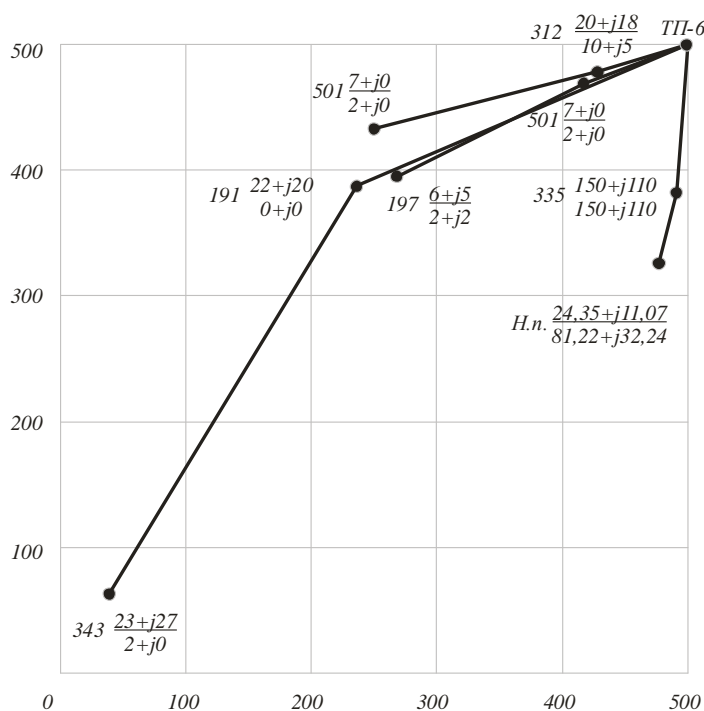


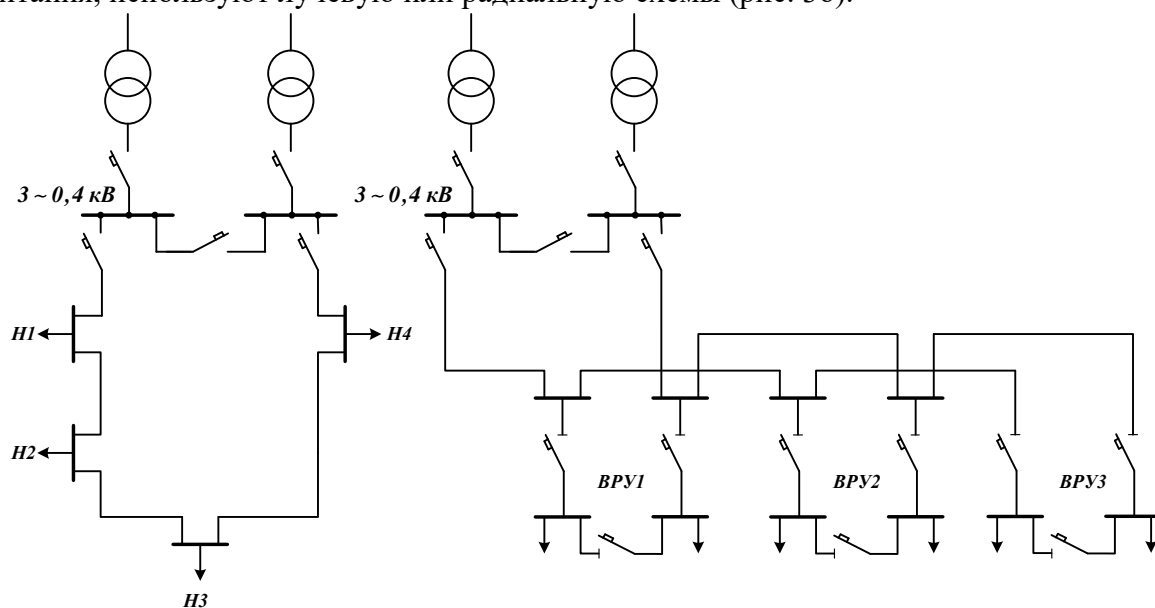
Рисунок 2 – Конфигурация сети 0,38 кВ

Выбор схемы и сечений распределительной сети 0,4 кВ

Распределительные сети до 1000В должны выполняться трехфазными четырехпроводными с глухим заземлением нейтрали напряжением 380/220 В. Как показывают многочисленные расчеты, это напряжение является наиболее экономичным для жилых и общественных зданий.

Задача построения электрической сети обычно многовариантна. Поэтому важным критерием схемы является ее экономичность по затратам на сооружение и эксплуатацию и по расходу цветного металла. Также должно уделяться внимание удобству эксплуатации, надежности схемы и ее простоте. Иногда эти требования превалируют над требованиями экономичности. Т.е. схема должна строиться таким образом, чтобы поврежденный участок сети легко обнаруживался и заменялся, чтобы при этом отключалось как можно меньшее количество потребителей. Оценка и выбор схемы могут производиться только по совокупности всех показателей, применительно к конкретным условиям сооружаемой установки. Различают следующие возможные схемы питающей сети 0,4 кВ: петлевая; кольцевая; лучевая; радиальная и др.

Наиболее надежной и экономичной, по сравнению с другими вариантами, является петлевая схема соединения элементов сети, но она не всегда приемлема, т.е. в послеаварийном режиме резко увеличивается загрузка питающих линий. Схема петлевого соединения элементов сети 0,4 кВ представлена на рис. 3а. Кольцевая схема применяется в основном для питания потребителей III категории, т.к. в отличие от петлевой схемы, питающие линии отходят от одной секции шин трансформатора и возвращаются на эту же секцию шин, что не удовлетворяет категории надежности электроприемников из-за отсутствия резервирования в случае выхода из строя одного из трансформаторов ТП. В случае, когда нет возможности применить петлевую схему питания, используют лучевую или радиальную схемы (рис. 3б).



а) петлевая схема;

б) лучевая.

Рисунок 3 - Схемы соединения элементов сети напряжением 0,4 кВ

Во многих случаях питающая сеть 0,38 кВ выполняется двойными сквозными магистралями (двухлучевая схема) и в некоторых случаях радиальными.

Секции шин или линии в нормальном режиме работают раздельно, а в случае повреждения одной магистрали, все электроприемники переключаются на магистраль, оставшуюся в работе, как правило, автоматически или дежурным персоналом вручную. В отличие от радиальной схемы, магистрали позволяют лучше загрузить при нормальном режиме кабели, сечение которых выбирается по длительно-допустимому току в послеаварийном режиме, а также позволяют уменьшить число отходящих линий от ТП и т.д.

Схемы питающих сетей обычно выполнены кабелями, прокладываемыми в траншеях на глубине 0,7 м. Сечение и количество кабельных линий выбрано с учетом категории надежности электроприемников и проверены по потере напряжения.

Выбор сечения проводников низковольтной сети

Сечения проводников низковольтной сети должны обеспечивать: достаточную механическую прочность, прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур, необходимые уровни напряжений у источников света, срабатывание защитных аппаратов при КЗ.

Механическая прочность проводников необходима, чтобы во время эксплуатации и монтажа не было чрезмерного провисания или обрывов проводов. Наименьшие допустимые сечения проводников по механической прочности составляют: для медных проводов 1 мм^2 , алюминиевых $2,5 \text{ мм}^2$.

Сечения проводов (кабелей) 0,38 кВ определяются по экономическим интервалам, длительной расчетной нагрузке и проверяются по допустимой потере напряжения по формулам, соответствующим конфигурации сети.

Нагрев проводников вызывается прохождением по ним рабочего тока, значение которого при равномерной нагрузке фаз определяется по формулам:

$$\text{для трехфазной сети } I_p = \frac{P_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot U_\phi \cdot \cos \varphi};$$

$$\text{для двухфазной сети с нулевым проводом } I_p = \frac{P_{p.l}}{2 \cdot U_\phi \cdot \cos \varphi};$$

$$\text{для однофазной сети } I_p = \frac{P_{p.l}}{U_\phi \cdot \cos \varphi}.$$

По расчетному току нагрузки выбирается сечение кабеля, имеющего длительно допустимый ток, превышающий расчетный. Однако для выбранного сечения кабеля это не всегда будет достаточно, поскольку необходимо учитывать условия прокладки кабеля и количество параллельно проложенных кабелей.

Поэтому к установке принимается кабель с длительно расчетным током равным

$$I_{расч} \leq I_{дон} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (47)$$

где $I_{дон}$ - длительно допустимый по условиям нагрева ток кабеля; K_1 - поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят 1; K_2 - поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах; K_3 - коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме.

Сечения проводов (кабелей) магистрали по допустимой потере напряжения определяются по формуле,

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot L_i}{\gamma \cdot \Delta U_{дон.а} \cdot U_{ном}}, \quad (48)$$

где γ - удельная проводимость провода, (для алюминия $\gamma=32 \text{ Ом м /мм}^2$); $\Delta U_{дон.а}$ - активная составляющая допустимой потери напряжения, В; P_i - активная мощность i -го участка сети, Вт; L_i - длина i -го участка сети, м; $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, В.

Активная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле,

$$\Delta U_{дон.а} = \Delta U_{дон} - \Delta U_p, \quad (49)$$

где ΔU_p - реактивная составляющая допустимой потери напряжения, В.

Реактивная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле,

$$\Delta U_p = \frac{x_0}{U_{ном}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot L_i, \quad (50)$$

где Q_i – реактивная мощность i -го участка сети, квар; L_i – длина i -го участка сети, км; x_0 – удельное индуктивное сопротивление провода (кабеля), Ом/км; $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Участки принимаются для последовательной цепи от источника до расчетной точки.

Для повышения пропускной способности линии и уменьшения сечения проводов (кабелей) у потребителей, имеющих большую реактивную мощность (25 квар и более) устанавливается поперечная емкостная компенсация. Мощность конденсаторной батареи определяется по формуле,

$$Q_{к.у.} = P_p \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{опт}), \quad (51)$$

где P_p – расчетная мощность кВт; $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности до компенсации; $tg\varphi_{опт}$ – оптимальный коэффициент реактивной мощности.

Расчетная реактивная мощность после установки поперечной компенсации определяется по формуле,

$$Q_p = Q_{р.дж.} - Q_{к.у.}, \quad (52)$$

где $Q_{р.дж.}$ – расчетная реактивная мощность до компенсации.

При этом фактические потери напряжения определяются,

$$\Delta U_{фак} = \frac{P_p \cdot r_0 + Q_p \cdot x_0}{U_{ном}} \cdot L. \quad (53)$$

Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Результирующая нагрузка потребителей территории города таких элементов не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого из рассматриваемых потребителей и то, что максимум нагрузки потребителей наблюдается не в одно и то же время. При расчете нагрузок это обстоятельство должно быть учтено во избежание необоснованного удорожания системы электроснабжения.

В результате, при определении расчетных нагрузок ТП необходимо учитывать не только нагрузку каждого индивидуального потребителя, но также ее характер, т.е. учитывать эффект несовпадения максимумов нагрузки потребителей. Последнее может быть произведено путем совмещения графиков нагрузки всех потребителей рассматриваемого элемента электроснабжения.

Определение нагрузок в этом случае производится с использованием коэффициента участия в максимуме нагрузки или коэффициентов совмещения максимумов нагрузки. В первом случае коэффициент $K_{у.м}$ вводится в расчетную нагрузку рассматриваемого потребителя и учитывает долю этой нагрузки в суммарном максимуме нагрузки рассматриваемого элемента системы электроснабжения.

Во втором случае $k_{совм}$ вводится в сумму максимумов расчетной нагрузки всех потребителей данного элемента системы электроснабжения.

Расчет суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки и, по отношению к этому потребителю, нагрузки остальных потребителей вводятся соответствующим коэффициентом участия, т.е. совмещенный максимум будет равен:

$$P_{\Sigma} = P_{макс.о} + K_{у.м.1} \cdot P_1 + K_{у.м.2} \cdot P_2 + \dots + K_{у.м.n} \cdot P_n,$$

где $P_{макс.о}$ – максимум нагрузки основного потребителя, кВт;

$K_{у.м.i} \cdot P_i$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки и мощность остальных потребителей по отношению к основному потребителю.

По такому же принципу производится расчет для реактивной мощности.

Полная мощность нагрузки по ТП определяется следующим образом:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}$$

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту систематических перегрузок.

$$K_{c.n} = \frac{S_p}{S_{mp}}$$

Строящиеся или намеченные к строительству жилые дома, объекты коммунального значения и др. учитываются отдельно, расчет их электрических нагрузок сводится в таблицу.

Таблица 15 – Расчет электрических нагрузок подключаемых к ТП

№№ п.п.	Наименование потребителей	Прирост нагрузки, кВт		№№ ТП, от которых питается потребитель	Район
		на вводе	на шинах ТП		
	Всего по новым домам:				

Выбор числа и мощности ТП

Для потребителей II и III категории в зависимости от величины расчётной нагрузки могут применяться трансформаторные подстанции с одним или двумя трансформаторами. В крупных городах, при многоэтажной застройке и большой плотности нагрузки применяются двухтрансформаторные КТП. Для питания электрической энергией потребителей I категории необходимо применять трансформаторные подстанции с двумя трансформаторами или однострановые подстанции с резервированием дизельными электростанциями. С учётом перспективы развития выбирается коэффициент роста нагрузок трансформаторной подстанции.

Расчётная нагрузка с учётом перспективы развития определяется по формуле $S_p = K_p \cdot S_{\Sigma}$, где K_p – коэффициент роста нагрузок.

Мощность трансформатора выбирается с учетом «Интервалы роста нагрузок для выбора трансформаторов» исходя из условия $S_{э.н} \leq S_p \leq S_{э.в}$,

где $S_{э.н}$ – нижний экономический интервал; $S_{э.в}$ – верхний экономический интервал.

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту систематических перегрузок

$$K_{c.n} = \frac{S_p}{S_{mp}}$$

Число и мощность трансформаторов внутриквартальных трансформаторных подстанций можно выбирать и по плотности нагрузки.

Плотности нагрузки, МВт/км² Мощность ТП, кВА

0.8-1.0	160
1.0-2.0	250
2.0-3.0	400
3.0 и более	630

При большой плотности нагрузки (5.0 МВт/км²) или при значительной сосредоточенной нагрузке мощность трансформаторных подстанций рекомендуется принимать 1000 кВА.

Технические данные выбранного трансформатора заносятся в таблицу.

Таблица 16 – данные трансформатора

Тип	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		Напряженье к.з. %	Ток х.х., %	Схема соединения
		В.Н.	Н.Н.	х.х	к.з.			

Компенсация реактивной мощности в городских электрических сетях в соответствии с п.5.2.9 РД34.20.185-94 должна осуществляться путем установки компенсирующих устройств

непосредственно у потребителей. Устройствами компенсации реактивной мощности при необходимости должны быть оборудованы все промышленные и приравненные к ним потребители.

В то же время в жилых домах и общественных зданиях компенсация реактивной мощности обычно не предусматривается, поскольку коэффициент мощности достаточно высок.

Компенсация реактивной мощности в сети 220/380 В

Компенсация реактивной мощности позволяет снизить потери активной мощности в питающей и распределительной сетях. В сети 380 или 220В мощность компенсирующих устройств определяют по допустимой величине $\cos\phi$.

Рассчитаем величину коэффициента мощности для суммарной нагрузки:

$$\cos\phi = P_{\Sigma} / S_{\Sigma} = 37,9 / 48,5 = 0,78, \text{ тогда } Q_{\Sigma} = 30,2 \text{ квар.}$$

Типовое значение $\cos\phi$ нагрузки принимаем 0.85, этой величине соответствует $Q_{\Sigma} = 23,4 \text{ квар}$. Выбираем конденсатор КС-0.22-6-3УЗ на напряжение 220 вольт, емкостью 397 мкф, компенсируемая мощность 6 кВАр. Конденсаторы устанавливает в типовой панели ЩО-2000 с рубильником и предохранителями. При установке конденсатора $\cos\phi=0.85$, а полная мощность уменьшается до 44.57 кВА. При включении этих же конденсаторов на линейное напряжение потребляемая реактивная мощность составит 12.4 квар, тогда $\cos\phi= 0.95$, а полная мощность уменьшится до 39.7 кВА.

Выбор трансформаторов промышленных предприятий с учетом компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности в питающих сетях до 1 кВ имеет свои особенности и проводится одновременно с выбором числа и мощности силовых трансформаторов напряжением 10/0,4кВ.

При выборе числа и мощности трансформаторов на ТП питающих промышленную нагрузку одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ.

Ориентировочный выбор числа и мощности трансформаторов производится в зависимости от расчетной активной мощности.

Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций получены в результате суммирования расчетных мощностей на линиях подходящих к ТП.

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть определяется по формуле:

$$Q_{\max TR} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_{\text{заг}} \cdot S_{\text{нтр}})^2 - (P_P)^2} \quad (54)$$

где $N_{\text{опт}}$ – количество трансформаторов, установленных в ТП; $K_{\text{заг}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов; $S_{\text{нтр}}$ – номинальная мощность установленных трансформаторов на ТП; P_P – расчетная активная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП.

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ

$$Q_{\text{нк1}} = Q_P - Q_{\max TR}, \quad (55)$$

где Q_P – расчетная реактивная мощность, квар.

Дополнительная мощность для данной группы трансформаторов определяется:

$$Q_{\text{нк2}} = Q_P - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{нтр}}, \quad (55)$$

где γ - расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} и K_{p2} и схемы питания ТП.

Суммарная расчетная мощность конденсаторных батарей находится:

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}}. \quad (56)$$

Результаты расчета и выбора КУ сводятся в таблицу.

Таблица 17 - Результаты расчетов

№ ТП	N опт	S _{нтр} , кВА	Q _{max} , квар	Q _{нк1} , квар	Q _{нк2} , квар	Q _{нк} , квар	γ

Выбор схемы и конструкции ТП

В данном разделе необходимо обосновать выбор типа трансформаторной подстанции (КТП, КТПГ, КТПБ, мачтовая ТП (КТПК) и т.д.) и привести её принципиальную электрическую схему.

Типовые трансформаторные подстанции ТП 6-10/0,38 кВ единой серии для городских электрических сетей предназначены для районов с обычными геологическими условиями. Маркировка ТП определяется числом кабельных или воздушных линий, числом и мощностью устанавливаемых трансформаторов, наличием секционирования шин. Например, тип В-42-400 м4 обозначает ТП с четырьмя (воздушными вводами, двумя трансформаторами мощностью до 400 кВА, с секционированными шинами 6-10 кВ. Буква «м» означает модернизацию ТП, а цифра 4 - порядковый номер модернизации. Тип КСК предусматривает установку комплектной конденсаторной батареи.

При этом ТП на два трансформатора с секционированными шинами РУ 6-10 кВ могут использоваться для сетей, выполненных по многолучевой схеме с АВР при напряжении 0,38 кВ; при установке на резервном вводе 6-10 кВ выключателя ВВ/TEL-10 предусматривается АВР при напряжении 6-10 кВ; отходящая линия 6-10 кВ с выключателем нагрузки ВНП и трансформаторами тока может использоваться для питания самостоятельного потребителя и т. д. В ТП типа КСК для компенсации реактивной мощности сети 6-10кВ может быть установлен один комплект конденсаторной установки мощностью до 900 квар. На низкой стороне трансформатора и между секциями шин устанавливаются автоматы, которые выбираются по длительно допустимому току, протекающему через аппарат, затем осуществляется их проверка на динамическую стойкость и по чувствительности. В ТП при необходимости может быть установлена панель уличного освещения.

Трансформаторные подстанции с воздушными вводами размещаются в отдельно стоящем двухэтажном здании. Силовые трансформаторы и щит низшего напряжения расположены в отдельных помещениях на первом этаже, а РУ 6-10 кВ - на втором. ТП с кабельными вводами размещаются в одноэтажном здании. Силовые трансформаторы РУ 6-10 кВ и щит 0,38 кВ расположены в отдельных помещениях. Сборные шины РУ 6-10 кВ выполняются одинарными, несекционированными или секционированными двумя разъединителями; РУ 6-10 кВ комплектуется из камер серии КСО и КРУ; на вводе трансформатора в качестве распределительного устройства с низкой стороны принимается щит одностороннего обслуживания типа ЩО-2000.

Комплектные трансформаторные подстанции заводского изготовления предусматриваются как внутренней (КТП), так и наружной (КТПН) установки. Для городских условий наиболее приемлемой является подстанция типа КТПГ и КТПБ. Конструкция подстанции допускает ее присоединение к воздушным и кабельным сетям. Для электроснабжения сельских потребителей непосредственно возле центров потребления электроэнергии сооружают трансформаторные пункты или комплектные трансформаторные подстанции на 35,6-10/0,38-0,22кВ. Для потребителей I категории сельскохозяйственного района при использовании однострансформаторной подстанции необходимо произвести выбор дизельной электростанции.

Обычно мощности трансформаторных пунктов не очень значительны, и иногда их размещают на деревянных мачтовых конструкциях. Комплектные трансформаторные подстанции устанавливают на специальных железобетонных опорах. Трансформаторные пункты при использовании дерева монтируют на АП-образных опорах. Они имеют невысокую стоимость, и их сооружают в короткий срок, причем для их сооружения используют местные строительные материалы.

Комплектные подстанции киоскового типа полностью изготавливают на заводах, а на месте установки их только монтируют на соответствующих железобетонных опорах или фундаментах. Эксплуатация таких трансформаторных пунктов и комплектных подстанций очень проста, что обусловило их широкое применение в сельской энергетике. Их применяют также на окраинах городов, а иногда и в качестве цеховых пунктов электроснабжения на заводах и фабриках. На этих подстанциях имеется вся необходимая аппаратура для присоединения к линии 35, 6-10 кВ (разъединитель, вентильные разрядники, предохранители),

силовой трансформатор мощностью от 25 до 630 кВА и распределительное устройство сети 0,38/0,22 кВ, смонтированное в герметизированном металлическом ящике. На конструкции ПС крепят необходимое число изоляторов для отходящих воздушных линий 0,38/0,22кВ.

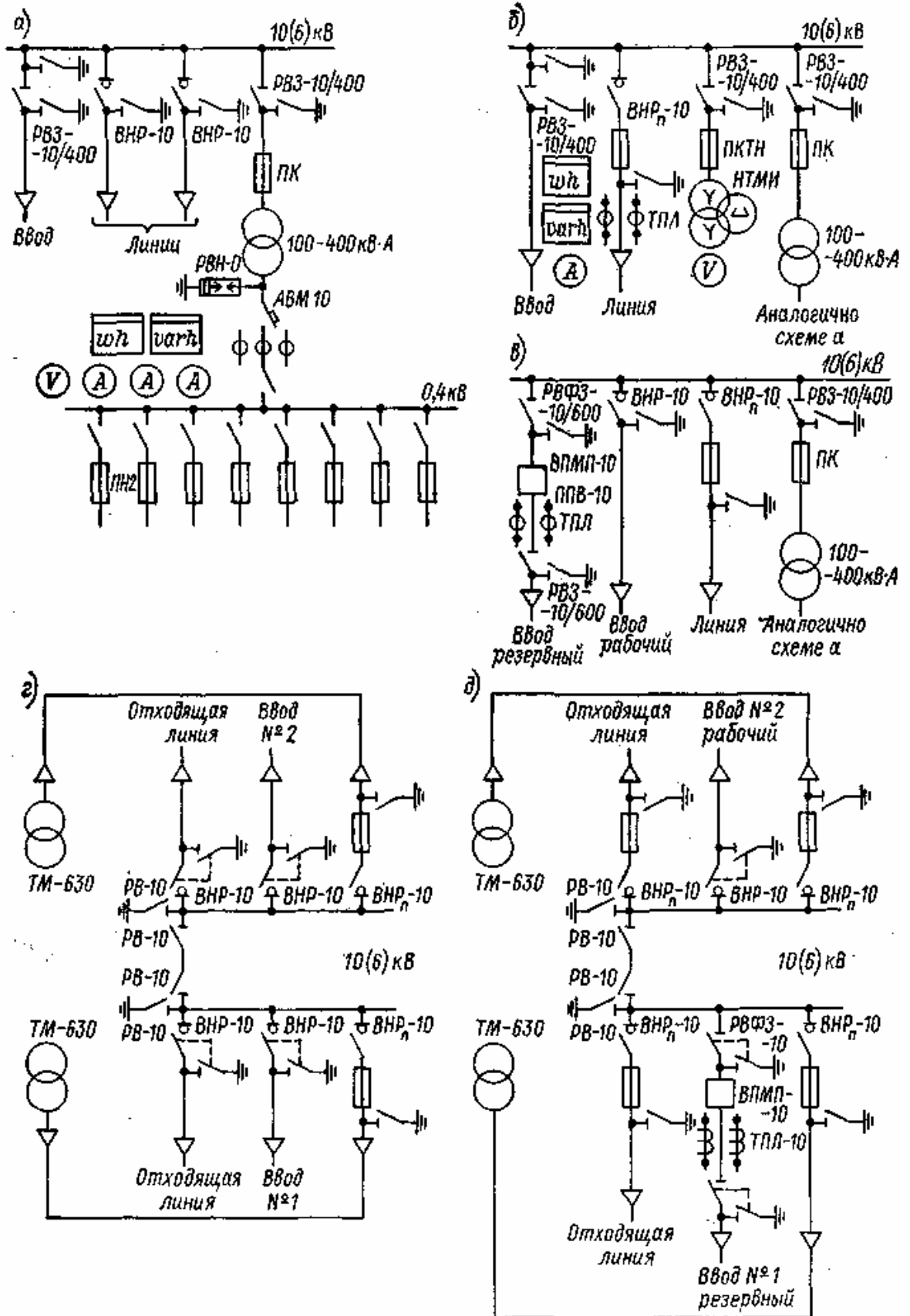


Рисунок 4 - Схемы электрических соединений типовых ТП с кабельными вводами

Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа повышения коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле,

$$\Delta P = 3I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3},$$

где I – расчётный ток участка, А; r_0 – удельное активное сопротивление участка, Ом/км; L – длина участка, км.

Энергии, теряемая на участке линии, определяется по формуле,

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau,$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760,$$

где T_m – число часов использования максимума нагрузки, час.

Результаты расчётов заносятся в таблицу 18.

Участок сети	I, А	r ₀ , Ом/км	L, км	ΔP, кВт	T _м , час	τ, час	ΔW, кВтч
<i>Итого:</i>							

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формуле,

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{\text{отп}}} \cdot 100\%, \quad \Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{\text{отп}} \cdot T_m} \cdot 100\%,$$

Потери мощности и энергии в сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{х.х}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{к.з}},$$

где $\Delta P_{\text{х.х}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт; $\Delta P_{\text{к.з}}$ – потери в меди трансформатора, кВт; β – коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{х.х}} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{к.з}} \cdot \tau.$$

Расчет сети на потерю напряжения при пуске электродвигателя

Когда в сети работают короткозамкнутые асинхронные электродвигатели большой мощности, то после того, как сеть рассчитана по допустимым отклонения напряжения, её проверяют на кратковременные колебания напряжения при пуске электродвигателей. Известно, что пусковой ток асинхронного короткозамкнутого электродвигателя в 4...7 раз больше его номинального значения. Вследствие этого потеря напряжения в сети при пуске может в несколько раз превышать потерю напряжения на двигателе будет значительно ниже, чем в обычном режиме.

Однако в большинстве случаев электродвигатели запускают не слишком часто (несколько раз в час), продолжительность разбега двигателя невелика – до 10 с.

При пуске электродвигателей допускаются значительно большие понижения напряжения, чем при нормальной работе. Требуется только чтобы пусковой момент двигателя, был достаточен для преодоления момента сопротивления и, следовательно, двигатель мог нормально развернуться.

Допустимое отклонение напряжения на зажимах двигателя определяются по формуле,

$$\delta U_{\text{доп.д}} = - \left(1 - \sqrt{\frac{\lambda_{\text{мп}} + 0,25}{\lambda_{\text{пуск}}}} \right) \cdot 100\%.$$

Параметры сети от подстанции до места установки электродвигателя определяются по формулам,

$$r_{л} = r_{о} \cdot L, \quad x_{л} = x_{о} \cdot L,$$

Фактическое отклонение напряжения на зажимах электродвигателя определяется по формуле,

$$\delta U_{\delta.п.ф.} = \delta U_{\delta.д.пуск} - \Delta U_{тр.пуск} + \Delta U_{л0,38пуск},$$

где $\delta U_{\delta.д.пуск}$ - отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска, %; $\Delta U_{тр.пуск}$ - потери напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя, %; $\Delta U_{л0,38пуск}$ - потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске электродвигателя, %.

Потеря напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя определяется по формуле,

$$\Delta U_{тр.пуск} = \frac{P_{\delta.пуск} \cdot (U_a \% + U_p \% \cdot \operatorname{tg} \varphi_{пуск})}{S_{ном}},$$

Мощность двигателя при пуске определяется по формуле,

$$P_{\delta.пуск} = \frac{P_{ном} \cdot K_I \cdot \cos \varphi_{пуск} \cdot \left(\frac{\lambda_{тр} + 0,25}{\lambda_{пуск}} \right)}{\eta_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}},$$

где K_I – кратность пускового тока.

Коэффициент реактивной мощности при пуске определяется по формуле,

$$\operatorname{tg} \varphi_{пуск} = \frac{X_{к.п}}{R_{к.п}}.$$

Потеря напряжения в линии 0,38 кВ при пуске определяется,

$$\Delta U_{л0,38пуск} = \frac{P_{\delta.пуск} \cdot 10^3 \cdot (r_{л} + x_{л} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{пуск})}{U_{ном}^2} \cdot 100\%.$$

Заключением об успешности пуска электродвигателя является условие,

$$\delta U_{доп.д} > \delta U_{\delta.п.ф.фак.}$$

Пример разработки схемы электроснабжения жилого дома

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домах используются вводно-распределительные и распределительные панели типа ВРУ шкафного исполнения одностороннего обслуживания.

Вводные и вводно-распределительные устройства устанавливаются в зданиях в местах ввода питающих сетей. Они состоят из элементов вводной и распределительной частей. ВРУ является комплексным электротехническим устройством заводского изготовления и поставляется отдельными блоками (шкафами) со всеми соединительными проводами между ними.

Рассмотрим схему электроснабжения жилого пятиэтажного четырехсекционного дома. Схема ВРУ жилого дома предусматривает отдельное питание квартир от одного ввода и освещение общедомовых помещений от другого ввода. Т.к. в данном доме применяются стационарные электрические плиты мощностью 5,8 кВт, на вводных щитках устанавливаются приборы контроля токовых нагрузок и напряжения. Амперметры ставятся во всех трех фазах каждого ввода для выявления асимметрии нагрузок по фазам. Для защиты от помех, действующих на радиоприемники, служат емкостные фильтры из конденсаторов типа КЗ-0,5 емкостью 0,5 на каждую фазу. Конденсаторный фильтр снабжен встроенным предохранителем.

Типовой шкаф ВРУ представляет собой металлическую конструкцию: высота 1700, ширина 800, глубина 500 мм. Питающие кабельные линии в шкаф вводятся снизу и присоединяются к вводным зажимам переключателей. Зажимы рассчитаны на присоединения четырех кабелей

сечением до 150 мм². ВРУ располагаются в специальных закрытых помещениях, доступ к которым посторонним лицам запрещен. Для рассматриваемого дома на вводе питающей линии устанавливается ВРУ типа ВРУ-В2.

Выполним расчет питающей четырехпроводной линии этого дома, в котором располагается 80 квартир, оборудованные электрическим плитами, напряжение сети принимается равным 380/220В. Сеть выполнена радиальными линиями, защита которых выполняется автоматическими выключателями типа ВА. На каждом этаже дома располагается по четыре квартиры общей площадью по 45 м². Провода проложены в трубах и каналах строительных помещений. Остальные исходные данные приведены на рис.

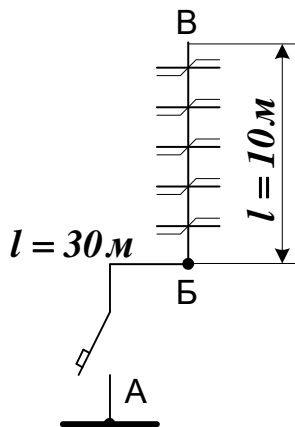


Рисунок 5 - Схема питания стояков дома

1. Определяется расчетная нагрузка на стояке по формуле $P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n$:

$$P_{кв} = 1,9 \cdot 20 = 38 \text{ кВт}$$

2. Расчетный ток в линии при $\cos \varphi = 0,98$

$$I_p = \frac{P_{кв}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,98} = 59 \text{ А}$$

3. К установке на линии принимаются автоматические выключатели типа ВА-51-31, $I_{ном АВ} = 100 \text{ А}$, $I_{ном рас} = 63 \text{ А}$. Выбранный выключатель проверяется по условию:

$$\frac{I_{рас} \cdot 100}{I_{\delta}} \leq 125; \quad \frac{63 \cdot 100}{70} = 98 < 125.$$

4. По условию допустимого нагрева выбираются предварительно сечение провода марки АПВ 4(1x25), $I_{\delta} = 70 \text{ А}$. Поправки на температуру окружающей среды не вводятся, т.е. температура в доме не превышает 25 С.

5. Проверка принятого сечения на соответствие характеристикам защитных аппаратов. С учетом того, что линии защищаются от перегрузки, следует, что $K_3 = 1$, тогда по условию:

$$I_{доп.ли} \geq I_{з.а} \frac{K_3}{K_n},$$

где $I_{з.а.} = I_{рас}$ - ток срабатывания защитного аппарата, А; K_3 - кратность допустимого тока проводника по отношению к соответствующему току защитного аппарата; K_n - поправочный коэффициент на температуру окружающей среды.

$$I_{доп.ли} \geq 63 \cdot 1 / 1 = 63 \text{ А}$$

Таким образом, сечение проводника удовлетворяет условию соответствия току защитного аппарата.

6. Производится расчет линии по потере напряжения: $\Delta U = \frac{M_a}{C \cdot S}$,

где M_a – активный момент линии, равный произведению активной нагрузки линии на ее длину; C – коэффициент, зависящий от материала проводника (равен 46 для алюминия); S – сечение проводника, мм.

$$\Delta U_{AB} = \frac{30 \cdot 38}{46 \cdot 25} = 1\%; \quad \Delta U_{BV} = \frac{10 \cdot 38}{46 \cdot 25} = 0,3\%.$$

Потеря напряжения в линиях не превышает допустимой $U_{AB} = 1 + 0,3 = 1,3\%$.

Результаты расчета сводятся в табл.19

Таблица 19 – Расчет внутридомовой питающей сети

№ питающих линий	Расчетная нагрузка, кВт	Расчетный ток, А	Приведенная длина, м	Момент кВт·м	Потеря напряжения, %	Тип автомата
1	38	59	30	1140	1	ВА-51-31
2	38	59	36	1368	1,2	ВА-51-31
3	38	59	12	456	0,4	ВА-51-31
4	38	59	12	456	0,4	ВА-51-31

Пример расчета наружного электрического освещения

Электрическое освещение улиц и дорог выполняется следующими различными способами в зависимости от типов применяемых источников света и светильников, геометрического размещения их относительно освещаемой территории и высоты установки, интенсивности движения автотранспорта, светотехнических характеристик дорожных покрытий.

В большинстве случаев, в городах применяется усовершенствованное покрытие дорог - асфальтобетон. По характеру светоотражения эти дорожные покрытия подразделяются на гладкие (покрытия с пониженным содержанием щебня, имеющие среднюю высоту выступающих частей, менее 0,5 мм) и шероховатые (имеющие высоту выступающих частей более 0,5 мм).

Затраты на обеспечение нормируемых значений яркости во многом определяются принятой схемой расположения светильников относительно освещаемой улицы или площади. В зависимости от ширины проезжей части улицы, могут применяться различные схемы расположения светильников: однорядное ($b < 12$ м), двухрядная ($b \leq 18$ м) шахматная, двухрядная прямоугольная ($b < 32$ м), двухрядная по оси улицы ($b < 12$ м в каждом направлении) и т.д., где b - ширина проезжей части.

Для дорог и улиц применяется однорядное расположение светильников. Светильники устанавливаются на консолях опор наружного освещения или на тросе. В сетях наружного освещения применяются железобетонные опоры.

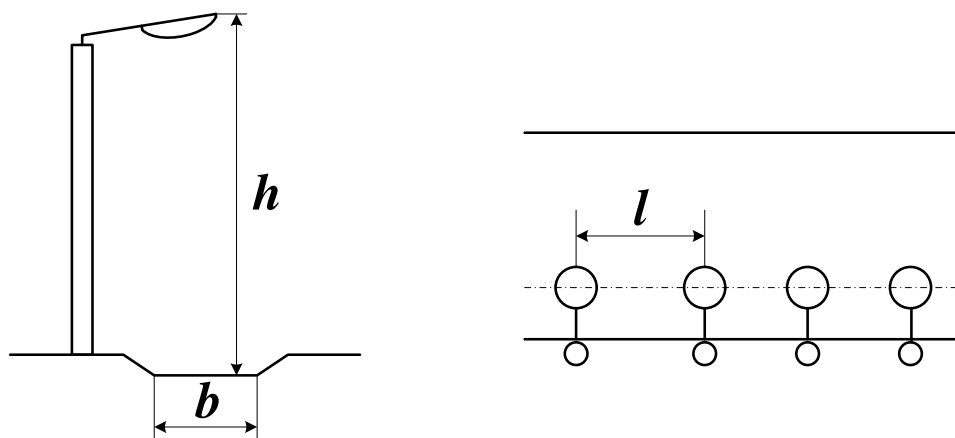


Рисунок 6 - Схема однорядного расположения светильников наружного освещения

Задача расчета наружного освещения состоит в определении расстояния между светильниками – шага светильников. Светотехнический расчет ведется методом коэффициента использования светового потока.

Исходными данными для расчета являются: наружная яркость покрытия, типы светильников и лампы, ширина улицы или дороги, высота установки светильника, коэффициент использования светильников.

Независимо от расчетного шага светильников, отношение расстояния между светильниками к высоте их установки и дорог всех категорий должно быть не более чем пять к одному (5:1) при односторонней схеме расположения светильников.

Для определения шага расстановки светильников предварительно находится световой поток, необходимый для создания заданной яркости покрытия: $\Phi = LK_3 \pi / n_L$, где L – нормируемая яркость покрытия, кд/м², K_3 – коэффициент запала; n_L – коэффициент использования.

По найденному световому потоку и световому потоку лампы, которую предполагается установить, определяется расстояние между светильниками.

Для наружного освещения дорог улиц и площадей рекомендуется применять высокоэкономичные источники света высокого давления: натриевые лампы ДНаТ, лампы ДРИ и ДРЛ. Коэффициент запаса в светотехнических расчетах наружного освещения при использовании светильников принимается равным 1,3 при лампах накаливания и 1,5 при газоразрядных лампах.

При следующих исходных данных: $b = 10\text{м}$; $h = 9\text{м}$ – высота подвеса светильников; $L = 0,5$ кд/м², предварительно выбрав светильники типа ЖКУ08-150-001-УХЛ1 с натриевой лампой ДНаТ на 150 Вт и приняв однорядную схему размещения светильников, находится световой поток.

Коэффициент использования светильников определяется в зависимости от соотношения $b/h = 10/9 = 1,1$: $\Phi = \frac{0,4 \cdot 1,5 \cdot 3,14}{0,072} = 26,2 \text{ мм} / \text{м}^2$.

Лампа ДНаТ на 150 Вт имеет световой поток 25000 лм. При однорядном расположении светильников, площадь, которую могут осветить эти лампы равна: $S = \frac{25000}{26,2} = 954 \text{ м}^2$.

При ширине улицы 10м шаг светильников: $l = \frac{954}{10} = 95,4 \text{ м}$.

Наименьшее допустимое сечение кабелей по термической стойкости равно 16 мм². Нагрев проводников вызывается прохождением по ним тока I , величина которого определяется по

формуле: $I = \frac{P_1}{U_\phi \cos \varphi}$,

где P_1 – активная мощность нагрузки (включая потери в пускорегулирующей аппаратуре газоразрядных ламп) одной, двух или трех фаз, кВт; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки, равный 0,8 для газоразрядных ламп; U_ϕ – фазное напряжение сети.

По полученному значению тока выбираем марку и сечение кабеля

$$I = \frac{4750}{220 \cdot 0,8} = 27 \text{ А}.$$

Для полученного тока наименьшее допустимое сечение кабеля составляет 25мм², а марка кабеля ААШв.

Таким образом, от трансформаторной подстанции к начальной опоре подведен кабель, через который передается энергия необходимая для наружного освещения территории.

Энергия между опорами передается по кабельным линиям марки ААШв.

Проектирование высоковольтного электроснабжения

Расчет электрических нагрузок в сети высокого напряжения

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10(6) 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 (коэффициент участия в максимуме нагрузок). Коэффициент мощности для линий 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 (коэффициент реактивной мощности 0,43).

Расчетные нагрузки на шинах 10(6) кВ ЦП определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий (питающихся от ЦП по самостоятельным линиям) путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов.

$$P_p = \kappa_o \cdot \sum_{i=1}^n P, \quad Q_p = \kappa_o \cdot \sum_{i=1}^n Q, \quad (57)$$

где κ_o – коэффициент одновременности.

Выбор места расположения подстанции. Определение величины высокого напряжения

Распределительные, как и потребительские трансформаторные подстанции следует располагать в месте, которое максимально приближено к центру электрических нагрузок. Координаты центра электрических нагрузок определяются аналогично сети 0,38 кВ.

Выбор места расположения РП должен производиться с учетом размещения ТП, потерь напряжения в линиях 6—10 кВ, условий застройки района и т. д. Следует стремиться к расположению РП вблизи границы питаемого им участка сети, углубляясь в район обслуживания на 10—15 % его протяженности, с целью уменьшения обратных потоков энергии в линиях распределительной сети 6—10 кВ и лишнего расхода проводникового металла.

Проверка необходимости КРМ на шинах РП (городской ПС). (Выбор числа и мощности силовых трансформаторов)

Для предварительной оценки реактивной мощности в сети и выбора компенсирующих устройств применяется следующая методика:

3) Энергосистема задает экономически целесообразное значение $tg\varphi_{эк}$ для шин 6-10 кВ понизительных подстанций, питающих потребителей в максимальных и минимальных режимах энергосистемы. Экономически целесообразный $tg\varphi_{эк}$ в режиме максимальных нагрузок ЭС определяется приказом №49. В режиме минимальных нагрузок $tg\varphi_{эк}$ принимается равным 0,7 при отсутствии в сети компенсирующих устройств.

4) Исходя из вышесказанного мощность компенсирующих устройств для подстанции можно определить следующим образом:

$$Q_{ку\Sigma} = Q_p - Q_{э}, + \Delta Q_T, \quad (58)$$

где $Q_{э}$ - экономически целесообразная реактивная мощность, генерируемая ЭС в режиме максимальных (минимальных) нагрузок, квар; Q_p - мощность нагрузки в режиме максимума, квар; ΔQ_T - потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ТП, квар.

Полученная мощность $Q_{ку}$ округляется до значения, соответствующего номинальной мощности компенсирующих устройств.

После выбора КУ осуществляется определение некомпенсированной реактивной мощности и проводятся балансовые расчеты,

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{ку\text{ факт.}}, \quad (59)$$

где $Q_{ку\text{ факт.}}$ - мощность компенсирующих устройств подстанции, квар.

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции, в первую очередь определяется категорией потребителей по надежности электроснабжения. При наличии потребителей первой категории их количество должно быть в соответствии с рекомендациями ПУЭ не менее двух. Наиболее часто на подстанциях

устанавливают два трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Мощность трансформаторов выбирается по условиям:

при установке одного трансформатора - $S_{ном} \geq S_{max}$;

при установке двух трансформаторов - $S_{ном} \geq 0.7 S_{max}$;

при установке n трансформаторов - $S_{ном} \geq 0.7 \frac{S_{max}}{n-1}$,

где S_{max} - наибольшая нагрузка подстанции на расчетный период 5 лет.

Трансформаторы, выбранные по двум последним условиям, обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов 0,6-0,7 $S_{ном}$. При аварии или выводе одного из трансформаторов в ремонт оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать питание потребителей с допустимой длительной перегрузкой не более 40% от его номинальной мощности или с перегрузкой, определяемой из условий температурного режима трансформаторов. В некоторых случаях из-за невозможности обеспечить условия допустимой перегрузки трансформаторов разрешается их разгрузка за счет отключения всех или части потребителей третьей категории средствами автоматической разгрузки или эксплуатационным персоналом.

Последовательность расчета

1. Предварительно определяется расчетная мощность силового трансформатора.

$$S_{T \text{ расч}} \geq \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{N_T \cdot \beta_T},$$

где β_T и N_T – соответственно коэффициент загрузки трансформатора (для двухтрансформаторных подстанций $\beta_T=0,7$; для однострансформаторных $\beta_T=0,8 \div 0,85$) и количество трансформаторов; $Q_{неск}$ – реактивная мощность, передаваемая через трансформатор в сеть низкого напряжения (переток реактивной мощности из сети высокого напряжения).

2. По справочным данным выбирается силовой трансформатор с номинальной мощностью $S_{T \text{ ном}}$ ближайшей к найденной экономической мощности.

3. Принятый к установке на подстанции силовой трансформатор проверяется по условию допустимой 40% перегрузки в послеаварийном режиме

$$\beta_{T \text{ н/а}} = \frac{S_p}{S_{T \text{ ном}}} \leq 1,4.$$

4. Если коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме превышает допустимый, тогда для выполнения данного условия необходима разгрузка трансформатора за счет отключения всех или части потребителей III категории

$$\beta_{T \text{ н/а}} = \frac{S_p - S_{III}}{S_{T \text{ ном}}} \leq 1,4.$$

5. Если и после отключения потребителей III категории условие допустимой перегрузки трансформаторов на соблюдается, необходимо выбрать трансформатор с большей номинальной мощностью.

Питающие и распределительные сети 6-10 кВ

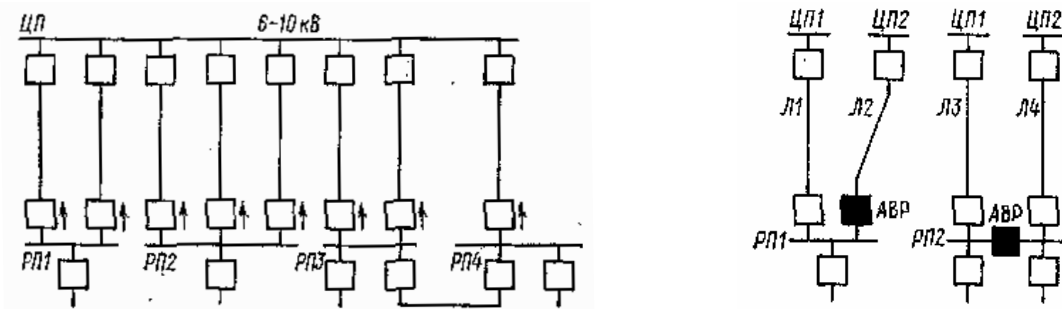
К питающим и распределительным сетям предъявляются следующие основные требования: сеть должна обеспечивать установленный уровень надежности электроснабжения потребителей; стоимость сооружения сети как и последующие ежегодные затраты на ее эксплуатацию должны находиться в оптимальных пределах; во всех режимах работы сети должно обеспечиваться требуемое качество энергии; сеть должна иметь простую схему, быть удобной в эксплуатации и безопасной для обслуживающего персонала. Учитывая простоту и надежность схемы,

удовлетворительные технико-экономические показатели сетей, выполненных по петлевой схеме, а также определенные традиции, петлевые схемы рекомендуются в качестве основных. Они относятся к группе схем имеющих многочисленный опыт эксплуатации, применение схем не требует каких-либо технико-экономических обоснований. Широкое распространение этих схем закрепляется, в определенной мере, существующей практикой проектирования городских сетей.

Питающие сети 6—10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятий, а также для питания городской распределительной сети общего пользования. В последнем случае согласно РД наличие таких сетей необходимо обосновать в каждом конкретном случае.

Питающие сети 6—10 кВ во всех случаях сооружаются по схемам с автоматическим резервированием вводов в РП. Сечения питающей и резервной линий выбираются на полную расчетную нагрузку РП. Для экономии линейных ячеек в РУ 6—10 кВ ЦП сечения питающих линий принимаются, как правило, максимальными (185—240 мм² — для кабелей с алюминиевыми жилами). Если указанное сечение линий превышает необходимое по расчетной нагрузке потребителя, то РП используется для совместного питания группы потребителей.

На рис.20а приведены схемы с параллельной работой питающих линий. Для избирательной защиты линий на их приемных концах устанавливается, как правило, максимальная направленная защита (обозначена стрелкой) и питание РП производится от одного источника. Последнее ограничивает применение сетей только для питания электроприемников второй и третьей категорий. Схемы питающих сетей 6—10 кВ с раздельной работой линий указаны на рис. 20б. В данном случае возможно питание РП от разных источников, что позволяет использовать сети для питания электроприемников первой категории. Автоматическое резервирование предусматривается путем установки АВР на резервной линии или на межсекционном выключателе — АВР двухстороннего действия. Для сетей с раздельной работой питающих линий отмечается худшее использование пропускной способности линий и увеличенное значение потерь энергии.



Схемы питающей сети 6-10 кВ
с параллельной работой линий с раздельной работой линий

Рисунок 20 – Схемы питающих сетей 6-10 кВ

Комбинированные схемы питающих сетей 6—10 кВ, представленные на рис.21, являются типовыми для распределительных сетей крупных и крупнейших городов. В них сочетаются преимущества параллельной и раздельной работы питающих линий.

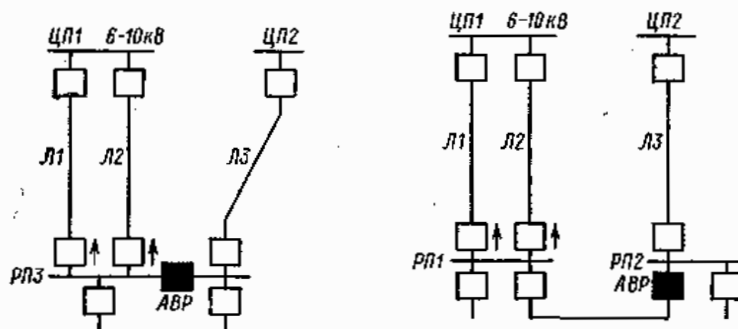


Рисунок 21 - Комбинированные схемы питающих сетей 6—10 кВ

Основные принципы построения распределительных сетей напряжением 6—10 кВ достаточно хорошо известны. Эти сети предназначаются для электроснабжения коммунально-бытовых и мелких промышленных потребителей города. В их состав включаются также сети 6—10 кВ, составляющие систему электроснабжения средних и крупных промышленных предприятий, расположенных на территории города.

В соответствии с РД для отечественных городов выполнение таких сетей регламентировано по так называемому принципу петлевой схемы (имеется в виду двустороннее питание каждой ТП по сети 6—10 кВ).

В отечественных условиях решение вопросов автоматизации распределительных сетей пошло по пути выполнения сетей по так называемой многолучевой схеме с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ или 0,38 кВ. При этом практика сооружения таких сетей показала, что их стоимость значительно превышает значения, регламентированные РД.

Отечественные городские сети выполняются по двухзвенному принципу, т. е. распределительные сети 6—10 кВ дополняются промежуточным звеном, так называемыми питающими сетями того же напряжения. Если использование питающих сетей 6—10 кВ в системах электроснабжения крупных общественно-коммунальных объектов и промышленных предприятий является неизбежным и диктуется значением электрической нагрузки этих потребителей, то для распределительных сетей общего назначения введение указанного промежуточного звена нецелесообразно. В зарубежной практике питающие сети 6—10 кВ не применяются.

Схема построения городской распределительной сети определяет способ коммутации ее линий, условия резервирования ее отдельных элементов, расчетные режимы работы сети, особенности конструктивного выполнения ТП и используемых средств защиты и автоматики. Ниже отмечены особенности наиболее распространенных способов построения распределительных сетей.

На рис. 22 показана сеть 0,38 кВ с распределительными линиями одностороннего питания в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ, которые в нормальном режиме разомкнуты вблизи точки токораздела. Сечение петлевых линий выбирается по условию двухстороннего питания ТП в послеаварийном режиме при повреждении головного участка линии.

При выполнении сети 6—10 кВ воздушными линиями допустимо использовать линии 6—10 кВ с односторонним питанием ТП. Рассматриваемая схема применяется для электроснабжения приемников третьей категории.

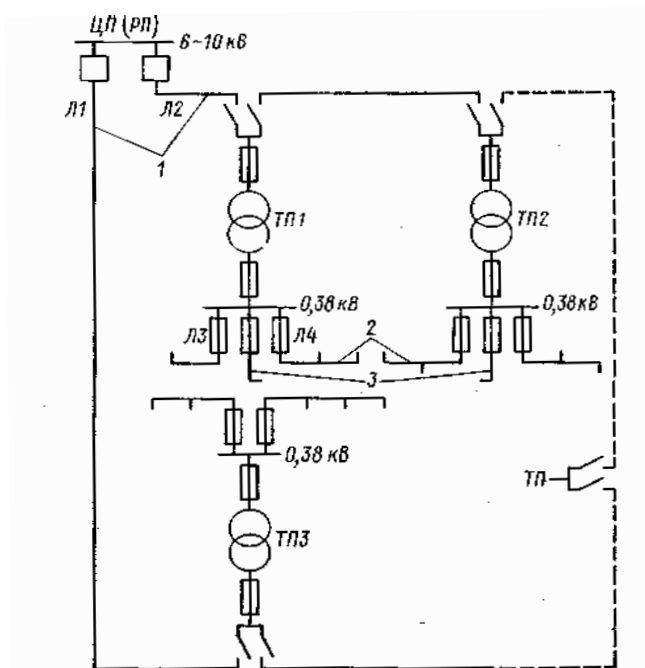


Рисунок 22 - Сеть 0,38 кВ с распределительными линиями одностороннего питания в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ

Петлевая сеть включает в себя петлевые и радиальные линии 0,38 кВ в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ (рис. 23). Как отмечалось, петлевые линии работают с их разделом (P_1 P_2) и сечения линии определяются возможностью двухстороннего питания ТП или вводов, связанных с линиями 0,38 кВ (СП1, СП2, СП3, СП4, СП5).

При наличии в петлевой сети дополнительных связей между линиями 6—10 кВ возможна выборочная автоматизация питания потребителей. Этот пример показан на рис. 24. Здесь автоматизация питания ТП3 производится путем установки устройства АВР при напряжении 6—10 кВ. Резервной связью, на которой предусмотрено АВР с использованием выключателей нагрузки, является линия ТП-7—ТП3. Схема используется в системах электроснабжения электроприемников второй категории.

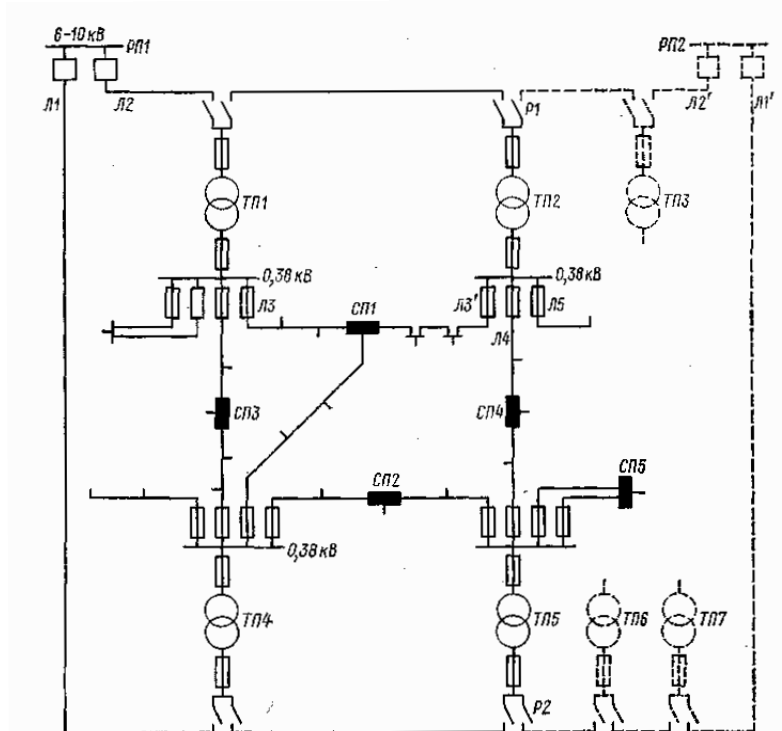


Рисунок 23 - Петлевая сеть 0,38 кВ в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ

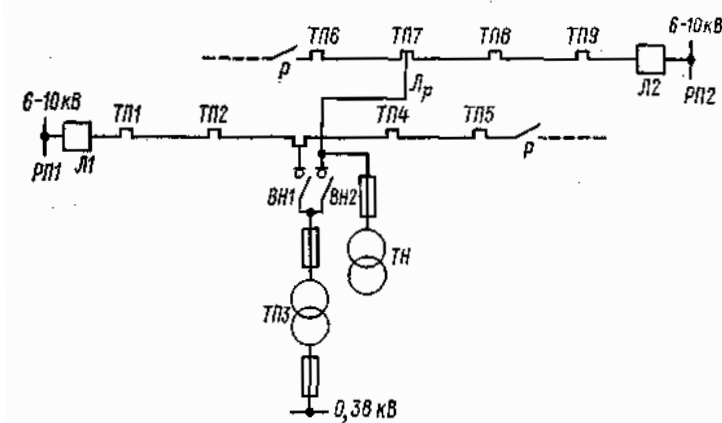


Рисунок 24 – Выборочная автоматизация потребителей ТП3

Согласно РД создавать городские распределительные сети возможно по схемам, предусматривающим автоматизацию питания всех потребителей при условии, что приведенные затраты автоматизированной сети не превышают 5% затрат сети, выполненной по петлевой схеме. Наиболее распространенной является многолучевая схема сети с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ или 0,38 кВ.

Многолучевая схема с АВР при напряжении 6—10 кВ предусматривает сочетание взаиморезервирующих линий 6—10 кВ с линиями 0,38 кВ одно- и двухстороннего литания (рис.25).

При этом в ТП устанавливается трансформатор и устройство АВР.

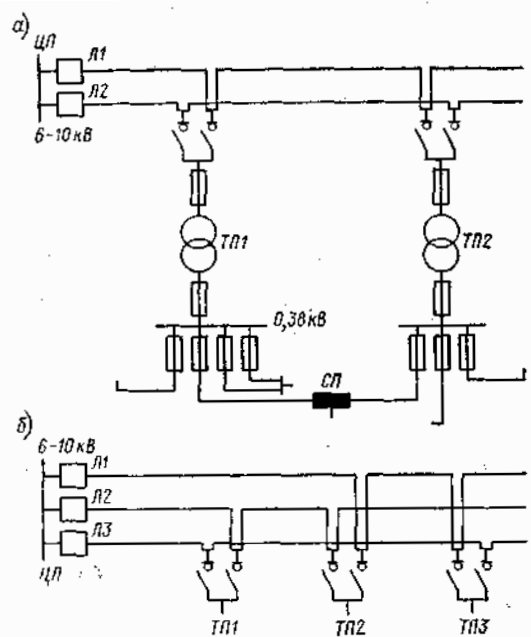


Рисунок 25 – Многолучевые схемы

Построение сети 6—10 кВ, указанное на рис. 25а, выполнено по так называемому двухлучевому варианту. Обычно применяется многолучевой вариант построения, так как при этом увеличивается использование пропускной способности линии 6—10 кВ (рис. 25б).

Далее на рис.26 показано построение сети по двухлучевой схеме с устройствами АВР при напряжении 0,38 кВ.

Здесь предусматривается установка в каждой ТП двух трансформаторов. Сеть 0,38 кВ выполняется в зависимости от категории электроприемников.

К полностью автоматизированным схемам относятся замкнутые сети низкого напряжения, представляющие собой сочетание радиальных линий 6—10 кВ с замкнутой сетью 0,38 кВ и резервированием всех элементов сети через замкнутую сеть. Для осуществления селективной защиты предусматривается установка так называемых автоматов обратной мощности на стороне вторичного напряжения трансформаторов в ТП и предохранителей на отходящих от ТП линиях замкнутой сети 0,38 кВ.

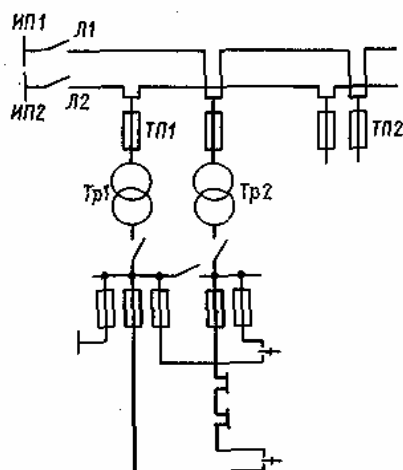


Рисунок 26 - Двухлучевая схема сети 6-10 кВ с устройствами АВР при напряжении 0,38 кВ

Упрощенный вариант замкнутой сети представлен на рис. 27

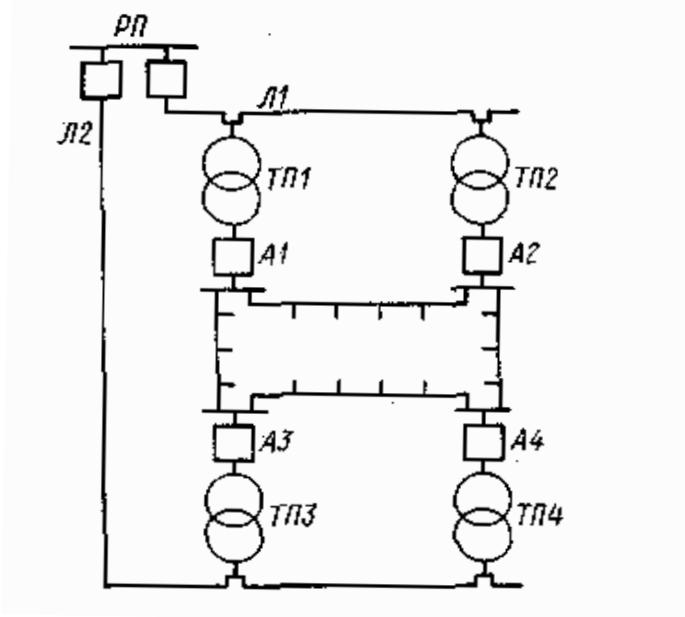


Рисунок 27 – Упрощенный вариант замкнутой сети 0,38 кВ в сочетании с двухлучевой сетью 6-10 кВ

В городах встречаются потребители относительно крупной мощности, для питания которых предусматриваются самостоятельные ТП с установкой одного или двух трансформаторов. Резервирование питания таких потребителей через замкнутую сеть 0,38 кВ может оказаться нецелесообразным.

В таких случаях можно сочетать замкнутую сеть 0,38 кВ с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ в ТП с сосредоточенными нагрузками. Принцип построения такой сети показан на рис. 28.

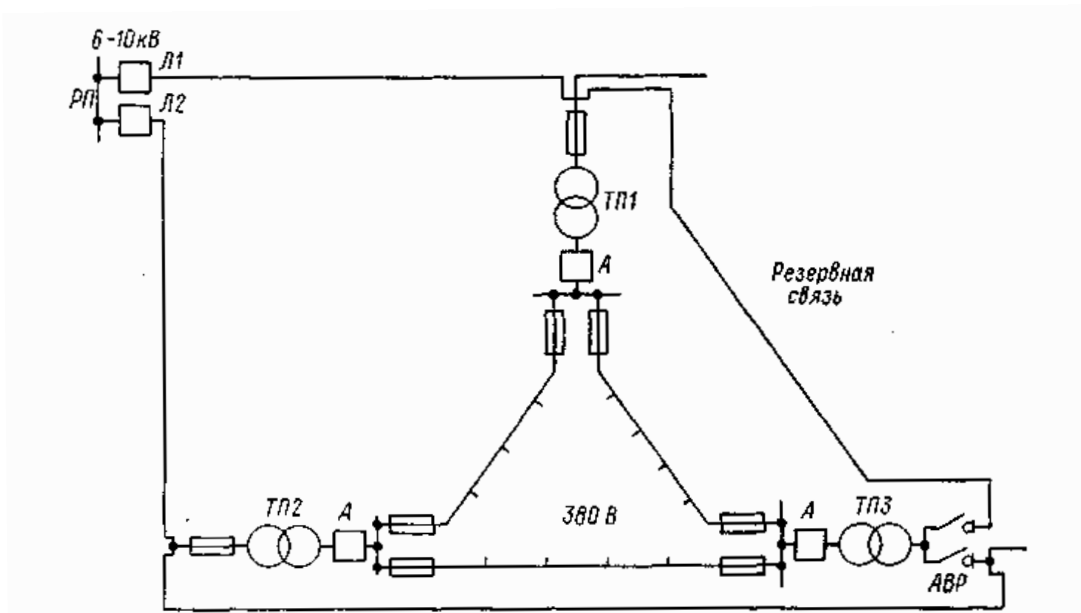


Рисунок 28

Устройство АВР, установленное в ТП3, базируется на применении выключателя ВН-16 и работает по признаку появления в ТП3 обратного потока мощности, протекающей через автомат А. Использование данной модификации сети весьма эффективно при внедрении замкнутой схемы в действующих сетях. Область использования — электроприемники второй категории.

Выбор сечения проводов и жил кабелей

Выбор пропускной способности линий и мощности трансформаторов производится по экономическим и техническим требованиям на основании установленного распределения суммарной нагрузки. При расчете сети учитываются нормальный и послеаварийные режимы ее работы. Нормальным называется режим надежного энергоснабжения, при котором все элементы сети находятся в работе и распределение нагрузки соответствует наивыгоднейшим условиям передачи энергии. Послеаварийные режимы соответствуют состоянию, когда в сети по тем или иным причинам отсутствует один или несколько элементов. Выбранные параметры сети должны удовлетворять условиям работы в указанных режимах. Согласно ПУЭ при рассмотрении послеаварийных режимов не учитывается совпадение внезапных и ремонтных отключений нескольких участков сети или линий электропередачи. В послеаварийных режимах сети, как правило, должны рассчитываться на полную нагрузку потребителей с учетом перегрузочной способности оборудования. Выбор параметров допускается производить с учетом отключения менее ответственных электроприемников.

Сечения линий выбирают, как правило, по экономической плотности тока с учетом нормального режима. Выбранное экономическое сечение проверяют по допустимым значениям плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и послеаварийном режимах, по условиям термической стойкости, коронирования и механической прочности. Принимается наибольшее сечение, удовлетворяющее всем перечисленным условиям.

Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока

Нормированные значения экономической плотности тока приведены в ПУЭ.

Расчет сечения проводов сети высокого напряжения производится по экономической плотности тока,

$$F_3 = \frac{I_{расч}}{j_3},$$

где $I_{расч}$ - расчетный ток линии в нормальном режиме, А; j_3 — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Максимальный ток участка линии высокого напряжения определяется по формуле,

$$I_{max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где S_p – полная расчетная мощность, кВА, $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Если имеется возможность определить рост нагрузки по этапам расчетного периода, то экономическое сечение

$$F_3 = \alpha \frac{I_{расч5}}{j_3},$$

где $I_{расч5}$ - расчетный ток линии в нормальном режиме на пятом году ее работы.

В свою очередь, коэффициент

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(i_1 + 0,3)^2 + 0,35(i_{i\acute{a}} + 0,1)^2},$$

где $i_1 = \frac{I_{расч}}{I_{расч5}}$ - отношение расчетного тока первого года эксплуатации к току пятого года;

$i_{нб} = \frac{I_{расч_{нб}}}{I_{расч5}}$ - наибольший расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации, отнесенный к току пятого года.

При отсутствии данных о перспективной нагрузке линии допускается, как исключение принимать, $\alpha = 1$.

Выбору сечений по экономической плотности тока не подлежат сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1000 В при числе часов использования максимума нагрузки до 4000—5000 ч; ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий, проверенные по допустимым потерям напряжения; сборные шины электроустановок всех напряжений; сети временных сооружений, а также устройства с малым сроком службы (3—5 лет).

При выборе сечения ВЛ по экономической плотности тока необходимо учитывать, что увеличение числа линий или цепей сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения в целях обеспечения экономической плотности тока должно производиться только на основе технико-экономического расчета. При этом во избежание увеличения числа линий или цепей допускается превышение (вплоть до двухкратного значения) нормативных значений.

Для линии одинакового сечения с распределенной нагрузкой по сравнению с линией с сосредоточенной нагрузкой расчетная плотность тока на головном участке линии умножается на коэффициент распределения нагрузки

$$k = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + \dots + I_n^2 l_n}},$$

где I_1, I_2, \dots, I_n - нагрузки отдельных участков линии; l_1, l_2, \dots, l_n - длины отдельных участков линии; L - полная длина линии.

Выбор сечений проводов и жил кабелей по нагреву

Сечения проводников любого назначения должны удовлетворять условиям допустимого нагрева в нормальных и послеаварийных режимах работы, а также в период ремонта. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, представляющий собой наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

Одним из основных методов выбора сечений воздушных линий электропередачи является метод выбора сечения по расчетной токовой нагрузке линии $I_p^{max}(A)$.

Выбранные сечения проверяются по нагреву длительно допустимым током $I_{p_{н/ав}} \leq I_{дл.дон}$ и для 10 кВ линий - по допустимой потере напряжения.

Таким образом, при выборе сечения линий основными критериями являются: метод расчетной токовой нагрузки; длительно допустимый ток; условия образования короны для воздушной линии; климатические условия.

При выборе сечения кабелей по нагреву токами нагрузки следует руководствоваться данными, регламентирующие длительные расчетные нагрузки для кабелей всех типов, при различных условиях их прокладки, а также количество параллельно уложенных кабелей. В условиях города кабельные линии могут пересекать водные пространства, идти вдоль улиц в земляных траншеях, располагаться в подвалах и т.д. В таких условиях допустимая токовая нагрузка на кабель должна определяться по участку с наихудшими тепловыми условиями, если длина такого участка превышает 10 м.

Сечение КЛ выбирается по расчетному длительно допустимому току с последующей проверкой на термическую стойкость к токам к.з. Длительно допустимый ток в нормальном режиме:

$$I_d \geq I_p = \frac{S}{\sqrt{3}U},$$

где S - суммарная нагрузка кабеля, кВА; U - напряжение сети, кВ.

Допустимые длительные токовые нагрузки и мощности для неизолированных проводов приведены в ПУЭ при допустимой температуре их нагрева 70°C и температуре окружающего воздуха 25°C. При отклонении температуры воздуха от 25°C могут быть применены поправочные коэффициенты, приведенные также в ПУЭ. Допустимые длительности мощности рассчитаны при

среднем эксплуатационном напряжении, превышающем номинальное ($U = 1,05$) на 5 %, и $\cos \varphi = 0,9$.

Допустимая нагрузка на кабель $I_{дон}$ определяется $I_{доп.н} K_{\Pi}$, где $I_{доп.н}$ — допустимая длительная токовая нагрузка при нормальных условиях прокладки, А; K_{Π} — коэффициент, учитывающий изменения условий прокладки по отношению к нормальным условиям и определяемый произведением поправочных коэффициентов, т.е. $K_{\Pi} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot \dots \cdot K_n$, где K_1 — учитывает фактическую температуру окружающей среды; \hat{E}_2 — число кабелей, проложенных в траншее, и их загрузку; K_3 — фактическое значение удельного теплового сопротивления почвы; K_4 — прокладку кабеля в блоках; K_5 — увеличение нагрузки на кабель в послеаварийном режиме; K_6 — кабели, работающие не под номинальным напряжением.

Поправочные коэффициенты, учитывающие отклонение температуры окружающей среды по отношению к нормальным условиям, приведены в табл. ПУЭ. Расчетная температура почвы на глубине прокладки кабельных линий, а также температура воздуха соответствующая самому жаркому месяцу года для различных городов страны, также приведена в ПУЭ.

При определении длительно допустимых нагрузок для кабельных линий, проложенных в земле в трубах (длиной более 10 м), исходная допустимая нагрузка, взятая равной нагрузке для кабелей, проложенных в воздухе, должна быть пересчитана с расчетной температуры воздуха (25°C) на расчетную температуру грунта 15°C согласно данным ПУЭ. Пересчитанная исходная нагрузка принимается с поправками на температуру грунта.

Расчетные коэффициенты при прокладке кабеля в блоке принимаются согласно ПУЭ и учитывают конфигурацию блока, месторасположение кабеля в блоке, сечение кабеля, его напряжение и число параллельных блоков.

Для кабелей напряжением 6 кВ и 110 кВ с пластмассовой изоляцией допустимая перегрузка составляет 120%, для маслонаполненных кабелей напряжением 110 и 220 кВ — 140% при тех же условиях. Перегрузка кабельных линий напряжением 20—35 кВ не допускается.

Проверка сечения по допустимой потере напряжения

Если сечение проводов вдоль линии постоянно, нагрузка линии активная и реактивная и учитывается активное и реактивное сопротивление линии, то сечение проводов, рассчитываемое по допустимой потере напряжения,

$$F = \frac{\sum_{m=1}^n P_m L_m}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_i} = \frac{\sum_{m=1}^n p_m l_m}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_i},$$

где P_m — активная мощность на участке m линии; p_m — активная мощность в ответвлении в точке m линии; L_m — длина линии на участке m ; l_m — длина линии от ЦП до точки m ; γ — удельная проводимость проводников; U_i — номинальное напряжение линии; ΔU_a — активная составляющая потери напряжения, $\Delta U_a = U_{дон} - \Delta U_p$

Здесь $\Delta U_{дон}$ — допустимые потери напряжения; ΔU_p — составляющая потери напряжения от реактивной мощности в реактивном сопротивлении линии.

$$\text{В свою очередь, } \Delta U_p = \frac{x_{cp}}{U_i} \sum_{m=1}^n Q_m L_m = \frac{x_{cp}}{U_i} \sum_{m=1}^n q_m l_m,$$

где x_{cp} — среднее значение индуктивного сопротивления линии, принимаемое по табл.; Q_m — реактивная мощность на участке m линии; q_m — то же в ответвлении в точке m линии.

Выбор сечений линий и проверка их сечений по допустимой потере напряжения непосредственно связаны с определением потери напряжения в линии.

При этом имеются в виду известные значения нагрузки линии и ее параметры (например, экономическое сечение линии).

Определение потерь высокого напряжения в сети (трансформаторе)

Потери напряжения на участках линии высокого напряжения в вольтах определяются по формуле,

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U_{ном}} \cdot L,$$

где P – активная мощность участка, кВт, Q – реактивная мощность участка, квар, r_0 – удельное активное сопротивление провода, Ом/км; x_0 – удельное реактивное сопротивление провода, Ом/км, L – длина участка, км.

Потеря напряжения на участке сети на участке сети высокого напряжения в процентах от номинального, определяется по формуле $\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%$,

Потери напряжения в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta U_{тр} = \frac{S_{max}}{S_{тр}} \cdot (U_a\% \cdot \cos \varphi + U_p\% \cdot \sin \varphi),$$

где S_{max} – расчётная мощность, кВА; $S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА; U_a – активная составляющая напряжения короткого замыкания, %; U_p – реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %.

Активная составляющая напряжения короткого замыкания определяется по формуле,

$$U_a = \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_{тр}} \cdot 100\%,$$

где $\Delta P_{к.з.}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт.

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания определяется по формуле,

$$U_p\% = \sqrt{U_{к.з.}^2\% - U_a^2\%},$$

где $U_{к.з.}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Коэффициент мощности определяется по формуле $\cos \varphi = \frac{P_p}{S_p}$,

где P_p – расчётная активная мощность, кВт; S_p – расчётная полная мощность, кВА.

Определение потерь мощности и энергии в сети (трансформаторе)

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа повышения коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле,

$$\Delta P = 3I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3},$$

где I – расчётный ток участка, А; r_0 – удельное активное сопротивление участка, Ом/км; L – длина участка, км.

Энергии, теряемая на участке линии, определяется формулой $\Delta W = \Delta P \cdot \tau$,

где τ – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле $\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000}\right)^2 \cdot 8760$,

где T_m – число часов использования максимума нагрузки, час.

Потеря мощности и энергии, теряемые в высоковольтных линиях, в процентах от потребляемой определяется по формуле,

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{отп}} \cdot 100\%, \quad \Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{отп} \cdot T_m} \cdot 100\%,$$

Потери мощности и энергии в высоковольтной сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{x.x} + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з},$$

где $\Delta P_{x.x}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт; $\Delta P_{к.з}$ – потери в меди трансформатора, кВт; β - коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{x.x} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з} \cdot \tau,$$

Распределительные пункты 6—10 кВ

По числу питающих линий и режиму их работы схемы РП предусматривают: схема 1 — питание РП по двум линиям, работающим параллельно; схема 2 — две линии, одна из которых рабочая, вторая — находится в режиме АВР; схема 3 — две линии, взаиморезервирующиеся путем установки АВР на междусекционном выключателе, линия, резервируемая с помощью первых двух, путем установки АВР на междусекционном выключателе.

В маркировке РП первая цифра определяет число питающих линий, буквой «К» и «В» обозначается кабельное или воздушное исполнение вводов. Цифрой перед буквой «Т» обозначается число устанавливаемых в РП трансформаторов 6—10/0,38 кВ. Буква «Д» указывает на размещение в РП диспетчерского пункта, а буква «М» — модернизацию проекта.

Например, тип II РПК-1Т-Д означает, что РП имеет два питающих ввода и предназначен для использования в кабельных сетях, имеет один трансформатор 6—10/0,38 кВ, помещение РП совмещено с диспетчерским пунктом. При напряжении 6—10 кВ РП предусмотрена одна разделенная на две секции система сборных шин. В РП типа III РПК-2Т одна из секций 6—10 кВ разделена разъединителем на две полусекции.

Оборудование РП размещается в одноэтажном (кабельные вводы) или двухэтажном (воздушные) отдельно стоящем здании. Силовые трансформаторы, РУ 6—10 кВ и щит 0,38 кВ расположены в отдельных помещениях, РУ 6—10 кВ комплектуются из камер КСО и ячеек КРУ, щит 0,38 кВ — из панелей типа ЩО-2000. На линиях 6—10 кВ предусмотрена установка вакуумных выключателей типа ВВ/TEL-10.

Релейная защита работает на оперативном переменном токе. Распределительный пункт может использоваться в телемеханизированных сетях. В РП, имеющем диспетчерский пункт, предусматривается устройство водопровода, канализации и электрического отопления. Вентиляция помещения принята естественная, приточновытяжная.

7 Расчет токов КЗ

Расчёт токов короткого замыкания (к.з.) производится для выбора и проверки коммутационного оборудования и кабельных линий на термическую и динамическую стойкость к действию токов к.з., а также для выбора уставок РЗА и токовых катушек автоматических выключателей, а также проверки их чувствительности.

Задачей расчёта токов к.з. является определение действующего значения периодической составляющей тока в начальный и заданный моменты времени, установившегося тока к.з. и мгновенного значения тока ударного тока к.з.

Для расчётов токов короткого замыкания составляется расчётная схема и схема замещения. Токи короткого замыкания определяются методом относительных базисных или именованных величин.

Расчетный вид короткого замыкания - трехфазное короткое замыкание, по которому проверяется электродинамическая устойчивость выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Расчёт токов короткого замыкания в высоковольтной сети.

Токи короткого замыкания в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удалённой ТП и на шинах высокого напряжения расчётной ТП.

За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн.}=1,05U_{ном.}$ Ток трёхфазного короткого замыкания определяется по формуле,

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{E''}{Z_{*\Sigma}} \cdot I_{\delta},$$

где Z – полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

$$Z = \sqrt{\left(\sum x_{л} + x_{сист}\right)^2 + \left(\sum r_{л}\right)^2},$$

где $\sum r_{л}$ – активное сопротивление провода до точки короткого замыкания; $\sum x_{л}$ – реактивное сопротивление провода до точки короткого замыкания; $\sum x_{сист}$ – реактивное сопротивление системы.

$$x_{л} = x_0 \cdot l = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}; \quad r_{л} = r_0 \cdot l = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}; \quad x_{сист} = \frac{U_{осн}^2}{S_{\kappa}} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}},$$

где S_{κ} – мощность короткого замыкания на шинах высокого напряжения, МВА.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле,

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}.$$

Ударный ток определяется по формуле,

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{\kappa}^{(3)}.$$

где $\kappa_{y\delta}$ – ударный коэффициент, который определяется по формуле,

$$\kappa_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}},$$

где T_a – постоянная времени затухания, определяется по формуле,

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}.$$

Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,38кВ.

В сетях напряжением до 1 кВ, где мощность понижающего трансформатора невелика (большое сопротивление), считают питающую систему источником бесконечной мощности. При этом расчетная схема включает трансформаторы, шины, кабели представляемые активными и индуктивными сопротивлениями. В расчетах учитывают сопротивления контактов, определяемые по справочной литературе.

Токи короткого замыкания в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии.

За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн.}=1,05U_{ном.}$

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях рекомендуется определять по:

$$I_{П0} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}.$$

Полное сопротивление участка сети определяется по формуле,

$$z = \sqrt{\left(x_{mp} + x_{л}\right)^2 + \left(r_{mp} + r_{л}\right)^2},$$

где x_{mp} – реактивное сопротивление трансформатора, Ом; r_{mp} – активное сопротивление трансформатора, Ом.

Реактивное сопротивление трансформатора определяется по формуле,

$$x_{mp} = \frac{U_{к.р. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3,$$

где $U_{к.р. \%}$ – реактивная составляющая тока короткого замыкания, %; $S_{ном}$ – мощность трансформатора 35/0,4 кВА.

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле,

$$r_{mp} = \frac{U_{к.а. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3,$$

где $U_{к.а. \%}$ – активная составляющая тока короткого замыкания, %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле,

$$I_k^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_\phi}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}},$$

где $\frac{z_{mp}}{3}$ – полное сопротивление трансформатора току короткого замыкания на корпус, Ом, (таблица 29 приложение 1); z_n – полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

$$z_n = \sqrt{(r_\phi + r_N)^2 + (x_\phi + x_N)^2},$$

где r_ϕ – активное сопротивление фазного провода, Ом; r_N – активное сопротивление нулевого провода, Ом; x_ϕ – реактивное сопротивление фазного провода, Ом; x_N – реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Пример расчета токов КЗ на шинах городской подстанции

Составляем схему замещения; намечаем точки короткого замыкания: шины 10кВ ПС «Сетевая» и проектируемой РПТ «Сетевая», и питаемых от него ТП 10/0,4 кВ.

Параметры системы: $S_{КЗ}=100$ МВА; $U_C=110$ кВ.

$$X_C = \frac{U_C^2}{S_{КЗ}} = \frac{110^2}{100} = 121 \text{ Ом}.$$

Воздушные линии: минимальное сечение ВЛ-110, допустимое по условиям коронирования $F=70\text{мм}^2$; $X_0=0,39$ Ом/км; $L=25$ км; $X_T=4,875$ Ом.

Трансформаторы: $S_T=10$ МВА; $U_H=115/10$ кВ; $u_k=10,5\%$.

Приблизительно выберем сечение по экономической плотности тока

$$I_L = \frac{S_{расч}}{2\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{5563}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 153,1 \text{ А}; F = \frac{I_L}{j_\phi} = \frac{153,1}{1,1} = 139,2 \text{ мм}^2.$$

Выбираем два кабеля сечением 150 мм². $X_0=0,079$ Ом/км, $R_0=0,196$ Ом/км, $L=5$ км, $X=0,395$ Ом, $R=0,980$ Ом.

Выбираем базисные значения величин напряжения U_δ и мощности S_δ
 $U_\delta=115$ кВ, $S_\delta=100$ МВА.

Рассчитаем базисные ток и сопротивление:

$$I_\delta = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_\delta} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,503 \text{ кА}; X_\delta = \frac{U_\delta^2}{S_\delta} = \frac{115^2}{100} = 132,3 \text{ Ом}.$$

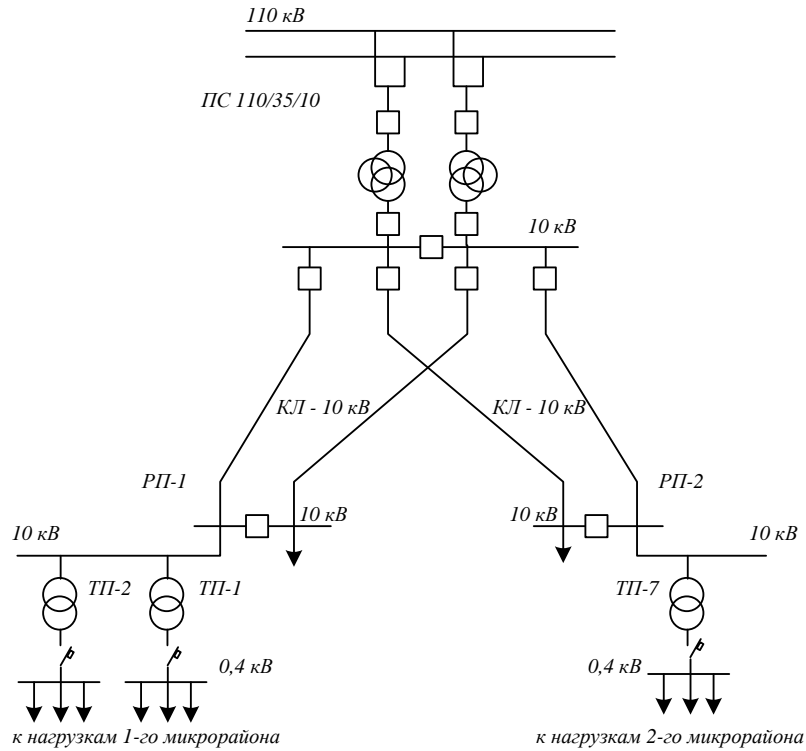
Определим сопротивление отдельных элементов расчётной схемы в относительных единицах:

Система $X_{C_*} = X_C / X_{\delta} = 121 / 132,3 = 0.916 \text{ о.е.}$

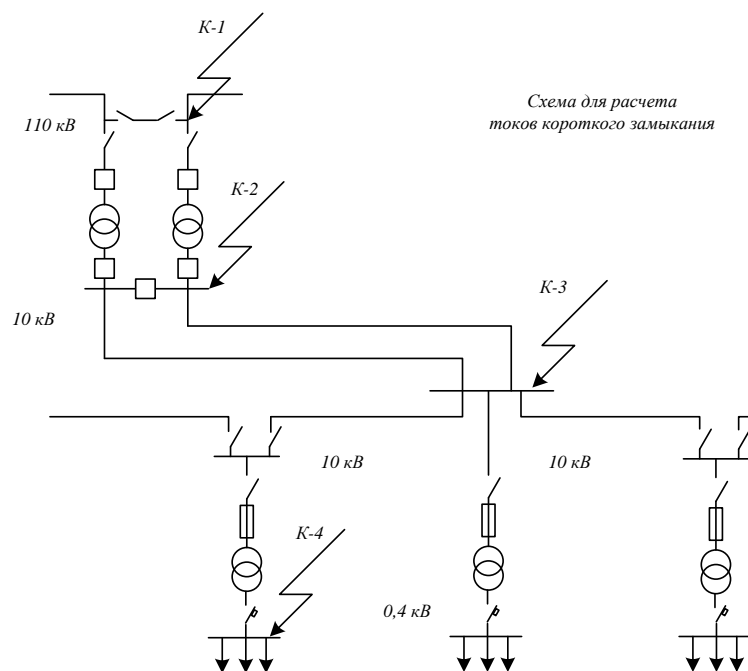
ЛЭП $X_{Л_*} = X_L / X_{\delta} = 4,875 / 132,3 = 0.037 \text{ о.е.}$

Трансформатор $X_{T_*} = \frac{u_{к\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{0,105 \cdot 100}{10} = 1.05 \text{ о.е.}$

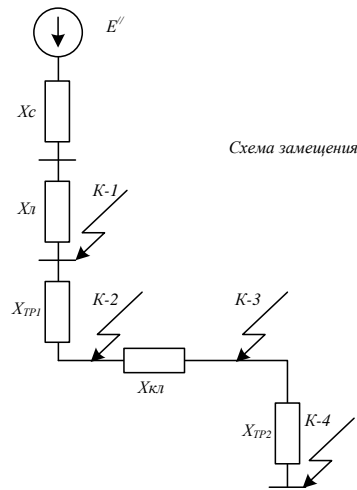
Определим результирующее сопротивление $X_{рез*} = X_C + X_L = 0.916 + 0.037 = 0.953 \text{ о.е.}$



Вариант схемы электроснабжения



Расчетная схема и схема замещения



Определяем токи к.з. в первой расчетной точке К1.

Вычисляется периодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{\Pi 0} = \frac{E''}{X_{*рез}} I_{\phi} = \frac{1,0}{0,953} \cdot 0,503 = 527 \text{ A},$$

где E'' - сверхпереходная ЭДС, для точки 1 она равна 1.

Определим ударный ток $i_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\phi} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} = 1,4 \cdot 1,8 \cdot 0,527 = 1,328 \text{ кА}$.

Здесь ударный коэффициент $\kappa_y = 1,8$.

Для расчета токов к.з. за трансформатором на напряжении 10 кВ, точка К2, вычислим базисные ток и сопротивление на этой ступени напряжения:

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}; X_{\phi} = \frac{U_{\phi}^2}{S_{\phi}} = \frac{10,5^2}{100} = 1,1 \text{ Ом}$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки К2

$$X_{*рез} = X_c + X_{л} + X_m = 0,91 + 0,037 + 1,05 = 1,997 \text{ о.е.}$$

Определим значения токов к.з. для точки К2

$$I_{\Pi 0} = \frac{E''}{X_{*рез}} I_{\phi} = \frac{1,0}{1,997} \cdot 5,5 = 2,75 \text{ кА},$$

$$i_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\phi} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} = 1,4 \cdot 1,7 \cdot 2,75 = 6,6 \text{ кА}.$$

Здесь ударный коэффициент $\kappa_y = 1,7$.

Пример расчета токов КЗ на шинах 10 кВ РП

Сопротивление кабеля длиной $L=5$ км равно $X=0,395 \text{ Ом}$, $R=0,980 \text{ Ом}$. Приведем его к базисным относительным единицам: $X^*=X/X_{баз}=0,359$; $R^*=0,89$, когда сопротивления одного порядка то считать можно по полному сопротивлению $Z = \sqrt{x^2 + r^2} = 0,96 \text{ Ом}$.

Вычислим результирующее сопротивление до точки К3, учитывая два параллельно проложенных кабеля:

$$X_{*рез} = X_c + X_{л} + X_m + z/2 = 0,91 + 0,037 + 1,05 + 0,48 = 2,477 \text{ о.е.}$$

$$\text{Для точки К3 } I_{\Pi 0} = \frac{E''}{X_{*рез}} I_{\phi} = \frac{1,0}{2,47} \cdot 5,5 = 2,23 \text{ кА},$$

$$i_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\phi} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} = 1,4 \cdot 1,4 \cdot 2,23 = 4,36 \text{ кА}.$$

Для проверки чувствительности релейной защиты следует рассчитать ток короткого замыкания на шинах самого удаленного ТП.

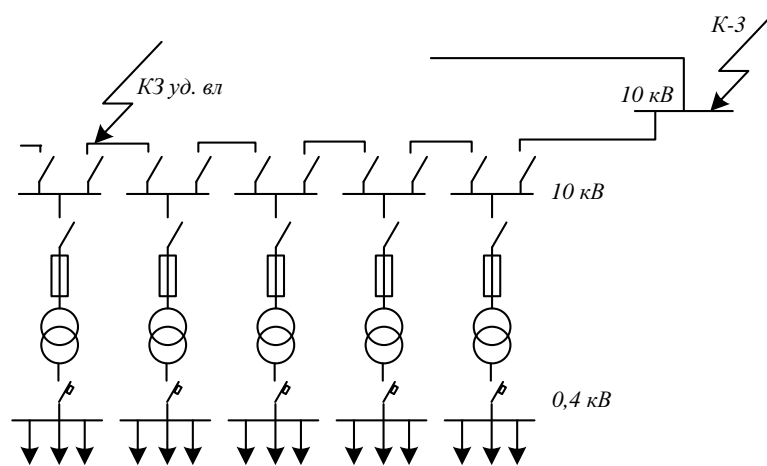


Рисунок 29 - Расчетная схема для сети 10 кВ

Расстояние до удаленного ТП составляет $L=5 \cdot 0,2=1$ км, сопротивление кабеля в относительных единицах: $z_{уд} = 0,192$ о.е.

Вычислим результирующее сопротивление до точки удаленного КЗ:

$$x_{*рез} = x_{*c} + x_{*л} + x_{*т} + z_{*} / 2 + z_{*уд} = 0,91 + 0,037 + 1,05 + 0,48 + 0,192 = 2,669 \text{ о.е.}$$

Значения токов к.з. для точки КЗ_{уд}: $I_{п0} = \frac{E_{*}}{X_{*рез}} I_{\phi} = \frac{1,0}{2,67} \cdot 5,5 = 2,06 \text{ кА},$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_{п0}^{(3)} = 1,4 \cdot 1,4 \cdot 2,06 = 4,04 \text{ кА.}$$

Пример расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ

В точке К4 рассматриваем короткое замыкание на шинах трансформатора. Сопротивления трансформатора, приведенные к 400В определяем по справочникам: $X_T=3,4$ мОм, $R_T=13,5$ мОм.

Эквивалентное переходное сопротивление для распределительных щитов ТП принимаем равным $R_{П}=15,0$ мОм, тогда значения тока короткого замыкания составит: $I_{п0}=10,14 \text{ кА},$
 $i_{уд} = 18,15 \text{ кА.}$

Для расчета однофазного КЗ необходимо составить схему замещения, она отличается отсутствием источников ЭДС. Активное сопротивление нулевой последовательности для кабелей и шин практически увеличивают в 10 раз, реактивное кабелей больше в 4 раза, шин в 10.

Начальное значение тока однофазного замыкания от системы вычисляется по

формуле:
$$I_{п0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{ср.ном}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}.$$

Схема замещения для расчета токов однофазного короткого замыкания приведена на рис. Значения эквивалентных сопротивлений нулевой последовательности, приведенных к напряжению 0.4 кВ для трансформатора, шин, трансформаторов тока и кабеля определяем по справочнику. Затем, поэтапно, сворачиваем схему замещения, как это показано на рис.

Величину тока в токе К5 вычислим: $I_{п0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{59} = 11,76 \text{ кА}.$

В точке К6 эта же величина определяется как: $I_{п0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{92,78} = 7,46 \text{ кА}.$

Поскольку величина однофазного тока КЗ оказалась больше трехфазного (10,14 кА), то вычисляют ток и в остальных расчетных точках. Значение ударного коэффициента определяют по табл., в зависимости от отношения X/R, для трансформатора эта величина чуть меньше 4, а для проводов квартирной проводки индуктивным сопротивлением пренебрегают.

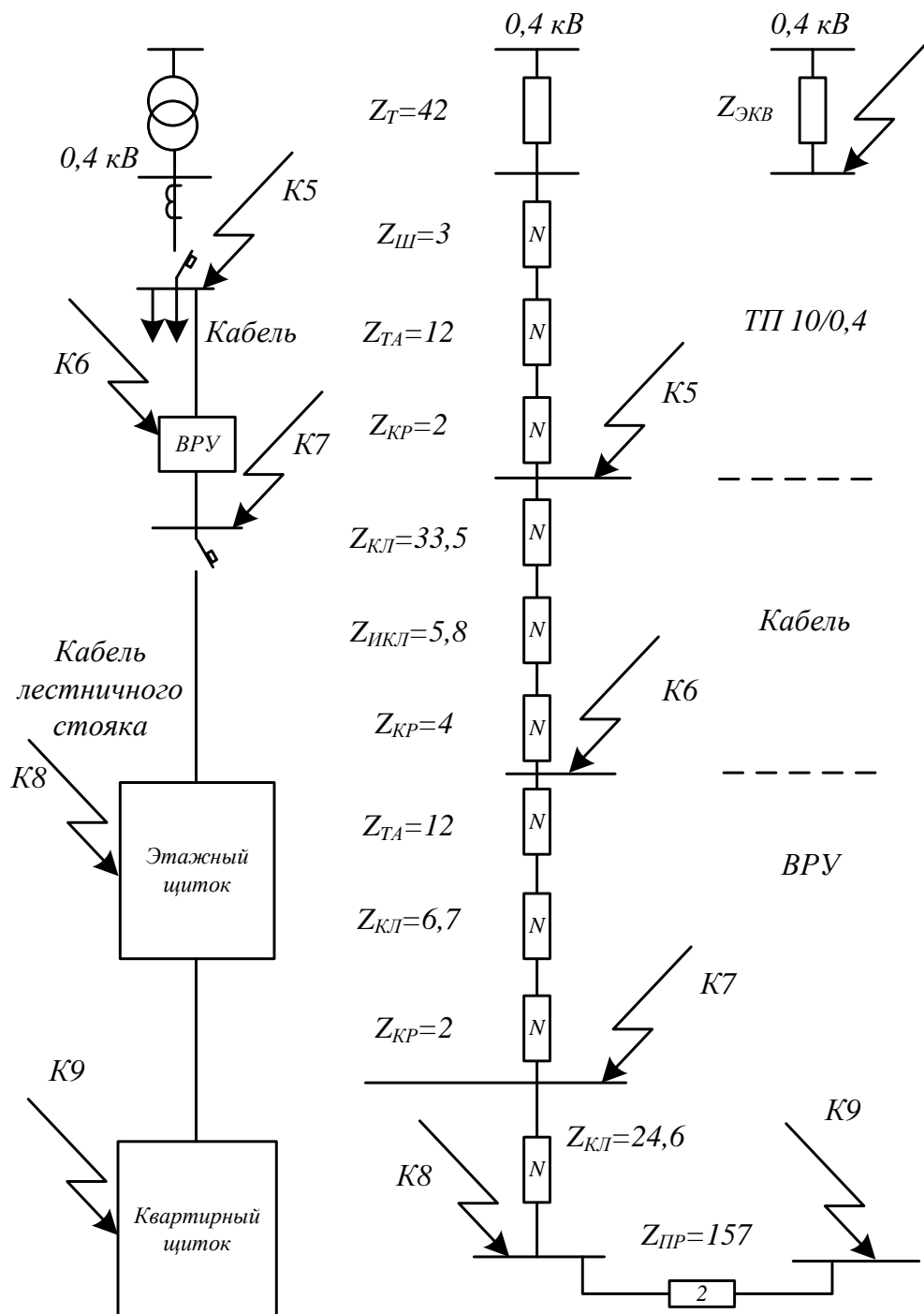


Рисунок 30 - Схемы замещения для расчета токов однофазного КЗ.

Расчетные значения токов приведены в табл.

№ точки КЗ	Напряжение сети, кВ	Периодический ток, кА	Ударный ток, кА	Ударный коэффициент
5	0,4	11,76	15,3	1,3
6	0,4	7,46	9,7	1,3
7	0,4	6,92	8,3	1,2
8	0,4	5,5	6,6	1,2
9	0,4	2,45	2,45	1,0

Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Проверка кабеля на термическую стойкость

Проверим выбранный нами питающий ВРУ кабель на термическую стойкость при коротком замыкании.

Допустимая температура кабеля 65°C , длительно допустимый ток 345A . Предельная температура жилы кабеля при КЗ 200°C , при токе трехфазного короткого замыкания $I_{\text{КЗ}}=10,14\text{кA}$.

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места короткого замыкания:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}} = 0,013 \text{ с.}$$

Вычислим тепловой импульс:

$$B_K = I_{\text{КЗ}}^2 \left[t_{\text{откл}} + T_a \left(1 - e^{-\frac{2t_{\text{откл}}}{T_a}} \right) \right] = 10,14^2 \left[0,1 + 0,013 \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,1}{0,013}} \right) \right] = 10,2 \text{кA}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{откл}}=0,1\text{сек}$ - время к.з. по срабатыванию предохранителей.

Минимальное сечение кабеля по условиям термической стойкости определяем как:

$$S_{\text{ТЕРМ}} = \sqrt{\frac{B_K}{C_T}} = \sqrt{\frac{10,2 \cdot 10^3}{94}} = 10,4 \text{мм}^2.$$

где $C_T = 94 \frac{\text{A}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$ - коэффициент взятый для алюминиевых кабелей.

$$S = 70 \text{мм}^2 > S_{\text{ТЕРМ}} = 10,4 \text{мм}^2.$$

Это означает, что выбранный нами кабель проходит по термической стойкости.

Примеры выбора и проверки электрических аппаратов ТП и ВРУ

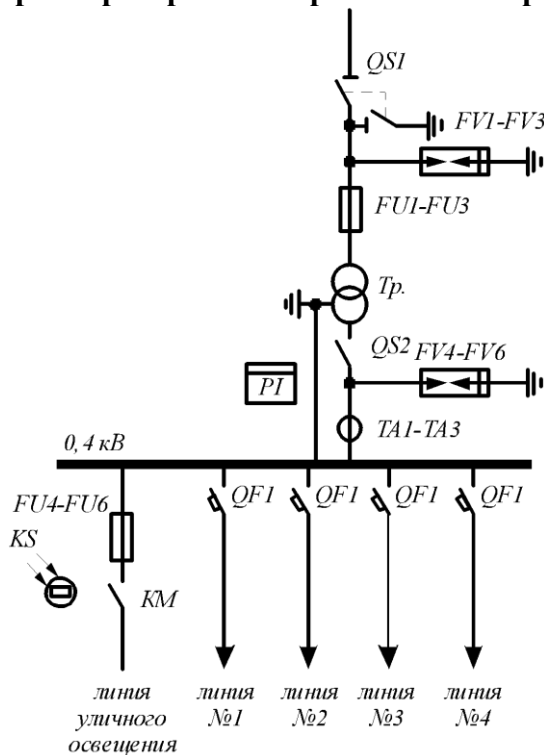


Рисунок 31 - Однолинейная принципиальная схема ТП

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливается предохранители FU1 – FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию $I_{ном.пл.вс.} = \frac{2 \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$.

Номинальный ток плавкой вставки округляется до ближайшего большего стандартного значения.

Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях производится исходя из следующих условий,

1. $I_{ном.т.р.} \geq K_{с.з} \cdot I_{расч}$, где $K_{с.з.}=1$,
2. $I_{пред} \geq I_{к.тах}^{(3)}$,
3. $\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25$,
4. $\frac{I_{к.мин}^{(1)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25$.

При защите отходящих линий предохранителями должны соблюдаться следующие условия,

1. $\frac{I_{к}^{(1)}}{I_{н.вс}} \geq 3$,
2. $I_{н.вс.} \geq K_n \cdot I_{ном.}$ $K_n = 1,6 - 2,5$ при наличии двигателей.

Разъединитель QS1 выбирается по тем же условиям, что и разъединитель питающей линии: тип РНДЗ-10/1000; номинальный ток 1000 А; номинальное напряжение 10 кВ; амплитуда сквозного тока 70 кА; ток термической стойкости 25 кА

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливаются предохранители FU1 – FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию

$$I_{пл.вс} = \frac{2 \times S_{mp}}{\sqrt{3} \times U_{ном}} = \frac{2 \times 250}{\sqrt{3} \times 10} = 29 \text{ А.}$$

Принимается предохранители типа ПК-10 с током плавкой вставки 30А.

Шины 0,4 кВ подключаются к трансформатору через выключатель QS2 типа P2315 с номинальным током 600А. Трансформаторы тока ТА1 – ТА3 типа ТК-20 предусматриваются для питания счетчика активной энергии.

Линия уличного освещения защищается предохранителем FU4-FU6, типа НПН-2 с номинальным током плавкой вставки 16А, управление уличным освещением осуществляется при помощи магнитного пускателя типа ПМЛ.

Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях производится исходя из условий 1-4. Рассмотрим на примере линии №1.

Линия №1 Максимальный ток – 18,4А, ударный ток – 2,024кА, двухфазный ток короткого замыкания – 870А, однофазный ток короткого замыкания – 465А. К установке принимается автоматический выключатель А3114 с номинальным током 100А, током теплового расцепителя 20А, током электромагнитного расцепителя 10I_н, и током динамической стойкости 15 кА.

1. $20\text{А} > 18,4\text{А}$; 2. $15\text{кА} > 2,024\text{кА}$; 3. $\frac{870}{200} = 4,35$; 4. $\frac{465}{200} = 2,33$,

Следовательно, выбранный автоматический выключатель удовлетворяет всем условиям.

Пример выбора автоматических выключателей для защиты стояков и силовой нагрузки распределительного щита ВРУ жилого дома

Для защиты стояков и силовой нагрузки распределительного щита ВРУ выбирают автоматические воздушные выключатели. Для рассматриваемого примера это автомат серии А3000. Тип - трехполюсный А3130. Номинальный ток $I_{НОМ}=95\text{А}$. Номинальное напряжение $U_{НОМ}=380\text{В}$. Отключающая способность $I_{ПО}=6.9\text{кА} < I_{ОТКЛ.КЗ}=4 \div 10 I_{ОТКЛ.НОМ}$, кА.

Для защиты от перегрузки уставку теплового расцепителя выбирают:

$$1.2 \cdot I_{НОМ} = 1.2 \cdot 95 = 114 \text{ А}.$$

Проверяем на соответствие выбранному сечению кабеля для АВРГ(3х25):

$$K = \frac{I_T}{I_{\text{дл.дон}}} = \frac{114}{115} = 0,99 < 1.$$

Токовую отсечку настраиваем по пусковому току наиболее мощного двигателя - это насос 37 кВт, $I_{\text{пуск}} = 374\text{А}$: $1,2 \cdot I_{\text{пуск}} = 1,2 \cdot 374 \leq I_{\text{отс}} = 450\text{А}$.

Для вводной панели ВРУ выбираем еще переключатель ПКП-160/380.

В этажных щитках, на отходящих линиях устанавливаем однофазные автоматические выключатели серии АЕ-2036-20Р, с предельным током отключения 3.0 кА.

Расчетный ток трехкомнатной квартиры не превышает 13.5А, значит установка теплового расцепителя на 16А допустима.

Отсечка имеет ток срабатывания $I_{\text{отс}} = 7 \cdot 16 = 112\text{А}$.

Проверка по отключающей способности $I_{\text{отс}} = 112 < I_{ПО} = 2,45\text{кА}$.

Проверим на соответствие выбранному сечению провода для АППВ-2.5 мм²:

$$K = \frac{I_T}{I_{\text{дл.дон}}} = \frac{16}{19} = 0,84 < 1.$$

Для квартирных щитков выбираем однофазные автоматические выключатели серии АЕ-1000, с предельным током отключения 2.5 кА.

Номинальный ток 25А, ток уставки теплового расцепителя 15 А соответствует сечению провода АППВ-2.5мм²: $K = \frac{I_T}{I_{\text{дл.дон}}} = \frac{15}{19} = 0,78 < 1$.

Токовая отсечка имеет ток срабатывания $I_{\text{отс}} = 7 \cdot 15 = 105\text{А}$.

Проверка автоматических выключателей по чувствительности к токам однофазного КЗ
Проверка выполняется с использованием формулы

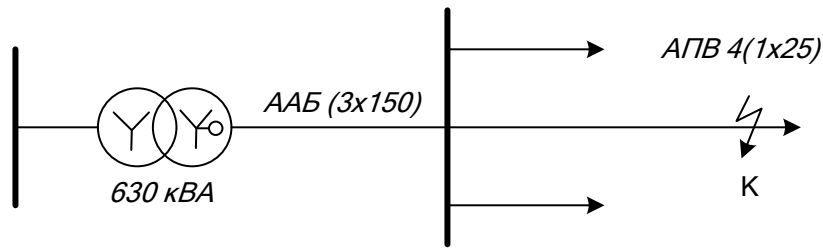
$$I_k^{(1)} = \frac{I}{\sum_1^n \frac{K' \Delta U_a}{100 \cdot I_{\text{рmax}}} + \frac{z'_T}{3U_\phi}},$$

где K' - коэффициент, зависящий от $\cos \varphi$ и от сечения проводника; ΔU_a - активная составляющая потери напряжения, %; z'_T - полное сопротивление трансформатора; U_ϕ - фазное напряжение сети.

$$\Delta U_a = \frac{I_{\text{рmax}} \cdot r_{\phi 0} \cdot L \cdot \cos \varphi \cdot 100}{U_\phi},$$

L - длина участка линии, км; $r_{\phi 0}$ - активное сопротивление 1 км фазного провода, Ом/км.

Схема замещения для расчета представлена на рис.



$$\Delta U_{a1} = \frac{289.3 \cdot 0.206 \cdot 0.07 \cdot 0.98 \cdot 100}{220} = 1.86\%; \quad \Delta U_{a2} = \frac{59 \cdot 1.14 \cdot 0.04 \cdot 0.98 \cdot 100}{220} = 1.2\%.$$

Значение $\frac{z'_T}{3U_\phi}$ принимается в зависимости от мощности трансформатора и соединения его

обмоток. Тогда
$$I_k^{(1)} = \frac{I}{\frac{6.67 \cdot 1.86}{100 \cdot 289.3} + \frac{2.67 \cdot 1.2}{100 \cdot 59} + 0.19 \cdot 10^{-3}} = 861 \text{ A}.$$

Проверка автоматов производится по условию
$$\frac{I_k^{(1)}}{I_{расц}} \geq 3 \cdot \frac{861}{63} = 13,7 \geq 3.$$

Таким образом, при возникновении однофазного к.з. в конце линии автомат почувствует его и отключит линию.

Квартирные автоматы, через которые включаются розетки целесообразно оборудовать устройством защитного отключения. УЗО представляет собой дифференциальное реле, срабатывающее когда ток в фазном и нулевом проводах различаются более чем на 30 мА.

Выбор предохранителей и рубильников

Рубильники применяют для отключения силовых цепей с созданием видимого разрыва. Кроме рубильников для коммутаций силовых цепей используют пакетные выключатели.

Предохранители защищают двигатели и другие установки от коротких замыканий, в ряде случаев удобно использовать совмещенные рубильник с предохранителем.

Для вводного щита ВРУ2-11 применяют совмещенные аппараты РПП-11, напряжением до 500В и на номинальный ток 250А с предохранителями ПР2-250, на 200 А, с предельным током отключения 11 кА.

$$I_{НОМ} = 200 \text{ A} > I_{пр.дон} = 190 \text{ A}; \quad I_{ОТКЛ} = 11 \text{ кА} > I_{ОП} = 7,46 > 3I_{ПЛ.ВСТ} = 0,6 \text{ кА}.$$

Проверка по пусковому току выполняется:

$$1,2 \cdot I_{пуск} = 1,2 \cdot 374 = 450 \leq I_{ПЛ.ВСТ} = 600 \text{ A}.$$

Предохранители ПР2-15 на токи 6-10-15 А с предельным током отключения 8 кА можно установить в этажных щитках.

$$I_{ОТКЛ} = 8 \text{ кА} > I_{ОП} = 2,45 > 3I_{ПЛ.ВСТ} = 45 \text{ A}.$$

Проверка на соответствие выбранному сечению кабеля для АППВ-4 мм²

$$K = \frac{I_T}{I_{дл.дон}} = \frac{15}{46} = 0,33 < 1. \quad K_\psi = \frac{I_k^{(1)}}{I_{рас}} \geq 3,$$

где $I_k^{(1)}$ - ток однофазного к.з. на шинах ТП, А; $I_{рас}$ - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А.

Для ТП расчет приводится ниже

$$I_{рас.мах} = \frac{496}{\sqrt{3 \cdot 0,4}} = 716 \text{ A} \quad \text{при } I_{номАВ} = 800 \text{ A}.$$

Кратность срабатывания пр к.з. равна 4, тогда $\frac{11760}{4 \cdot 800} = 3,7 > 3$. Условие выполняется.

На межсекционном автоматическом выключателе

$$I_{pmax} = 358 \text{ A}, \quad I_{номAB} = 400 \text{ A}; \quad \frac{11760}{8 \cdot 400} = 3,7 > 3.$$

Аналогично производится выбор автоматов для остальных ТП, на которые выбираются автоматы тех же марок, что и рассмотренные. Если от ТП питаются жилые дома повышенной этажности или, например, насосная станция (промышленная нагрузка), необходимо выключатели на этих ТП проверить по пиковому току $I_{ср.эл} \geq I_{пик} \cdot K$,

где $K = 1,25$ – кратность тока, $I_{пик}$ - максимальный кратковременный пиковый ток, А.

$I_{пик}$ рассчитывается при пуске насоса и двигателей лифтов при нормальной работе остальных электроприемников $I_{пик} = I_{pmax} + (K_n - 1)I_{maxном}$,

где K_n - коэффициент пуска двигателей насоса; $I_{maxном}$ - номинальный максимальный ток линии, питающей наибольшую нагрузку, А.

$$\text{Ток срабатывания выключателя } I_{ср.эл} = 10 I_{рам}.$$

Производится проверка для автоматов:

$$I_n = 496 + (5 - 1) \cdot 374 = 1992 \text{ A}; \quad I_{ср.эл} = 4 \cdot 800 = 3200 \text{ A}.$$

$$\text{Проверка условия 1): } 3200 \text{ A} \geq 1992 \cdot 1,25 = 2490 \text{ A}.$$

Защита отходящих линий осуществляется автоматами серии ВА-52. Если установки аппаратов защиты по отношению к длительно допустимым токовым нагрузкам проводников, выбранные по расчетному току линии имеют кратность 125, допускается не делать расчетную

проверку защиты на кратность к токам к.з., т.е. должно соблюдаться условие: $\frac{I_{рас} \cdot 100}{I_\delta} \leq 125$,

где $I_{рас}$ - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, I_δ - номинальный длительно-допустимый ток линии, на которой устанавливается автомат, А.

Для линии 1 рассматриваемой ТП выбор представлен ниже.

$$I_{pmax} = 157,3 \text{ A}, \quad I_\delta = 165 \text{ A}.$$

По этому току выбирается выключатель типа ВА-52-35,

$$I_{номAB} = 160 \text{ A}, \quad I_{номрас} = 160 \text{ A}.$$

$$\text{Проверка по условию: } \frac{160 \cdot 100}{165} = 97 < 125.$$

Проверку защиты на кратность к токам к.з. проводить не требуется. Для линии Л2 отходящей от ТП кратность токов не удовлетворяет условию, поэтому делается проверка на кратность к токам к.з. по выражениям:

$$K \cdot I_{рас} \leq I_k^{(3)}.$$

Поскольку $10 \cdot 160 = 1600 \text{ A} < 10140 \text{ A}$, то условие выполняется.

На отходящих линиях устанавливается трансформатор тока типа ТЗЛ.

Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор ДГР

Городские сети 6-35 кВ относятся к сетям с малым током замыкания на землю.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах: в сетях напряжением 10(6) - 20 кВ, имеющих

железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ - более 10 А; в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ - более 30 А; при напряжении 20 кВ - более 15 А. При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется применение не менее двух заземляющих дугогасящих реакторов.

Как правило, мощность реактора выбирается по суммарному емкостному току сети, питающейся от данной секции РУ. Если емкостный ток секции меньше допустимого, а суммарный ток двух секций превышает допустимое значение, на подстанции устанавливается одна дугогасящая катушка, которая присоединяется к секции с большим током замыкания на землю. Мощность реактора выбирается по суммарному емкостному току сети обеих секций.

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением $I_c = \frac{KU_{лK}}{10}$,

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошинок относительно земли, $K = 1.25 - 1.35$; ℓ_K – суммарная длина кабельных линий.

$$\text{Для воздушных участков сети } I_c = \frac{U_{лB}}{350},$$

где ℓ_B – суммарная длина воздушных ЛЭП.

Мощность реактора определяется произведением емкостного тока на фазное напряжение сети и округляется до ближайшего стандартного значения.

Вопросы для самопроверки при защите курсового проекта

1. Расчет электрических нагрузок элементов системы электроснабжения.
2. Расчет нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП.
3. Выбор числа и мощности трансформаторов ТП.
4. Определение электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ.
5. Расчет нагрузок на шинах 10 кВ РП, ГП и ПГВ.
6. Определение расчетных электрических нагрузок на различных ступенях СЭГ.
7. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГП и ПГВ.
8. Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока.
9. Выбор сечения проводов и жил кабелей по нагреву.
10. Падение и потеря напряжения.
11. Определение наибольшей потери напряжения.
12. Выбор сечения проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения.
13. Выбор схемы питающих сетей 0,4 и 6-10 кВ.
14. Выбор схем распределительной сети 0,4 кВ.
15. Построение схем распределительной сети 6-10 кВ.
16. Выбор сечений воздушных и кабельных линий 0,4 и 6-10 кВ.
17. Выбор сечений воздушных и кабельных линий 0,4 кВ.
18. Выбор схемы электроснабжения города.
19. ВРУ жилого дома до 5 этажей.
20. ВРУ жилого дома до 9 этажей.
21. ВРУ жилого дома свыше 9 этажей.
22. Схема электроснабжения жилого дома.
23. Выбор схемы и конструкции ТП.
24. Выбор схемы и конструкции РП.
25. Конструктивное исполнение и схемы соединений ГП и ПГВ 35-220 кВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кудрин Б.И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. : рек. УМО / Б. И. Кудрин. – М.: Издат. центр Академия, 2011. - 352 с.
2. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2011. - 192 с.- (ЭБС Лань)
3. Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование : справ./ И. И. Алиев. -М.: Высш. шк., 2010. -1199 с.
4. Макаревич Л. В. Высоковольтное электротехническое оборудование для развития «интеллектуальной» Единой энергосистемы России — Круглый стол «Умные сети — Умная энергетика — Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г., (www.fsk-ees.ru).
5. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий [Текст] / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 745 с.
6. Жданов В. С. Проблемы и задачи проектирования беспроводных сенсорных сетей / Информационные, сетевые и телекоммуникационные технологии: сборник научных трудов / под ред. проф. д.т.н. Жданова В. С. — М.: МИЭМ, 2009.
7. Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию [Текст] / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 3-е изд. - Ростов н/Д : Феникс, 2009. - 493 с. : ил. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.
8. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д. Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2009. - 391 с.- (ЭБС Лань).
9. Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ.ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. -2009. -964 с.- (ЭБ НЭЛБУК)
10. Синенко, Л. С. Электроснабжение: учеб. пособие к практ. занятиям / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск : ИПК СФУ, 2008. – 147 с. – (Электроснабжение : УМКД № 176-2007 / рук. творч. коллек- тива Ю. П. Попов).
11. Правила устройства электроустановок. М. : Энергоатомиздат, 2007. 648с.
12. Электроснабжение: метод. указания к выполнению лаб. работ / сост. А. С. Амузаде. – Красноярск, 2007.
13. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. для студ. высш. учеб. заведений / Б. И. Кудрин. – 2-е изд. – М. : Интер- мет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
14. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст] : справ.: учеб. пособие: рек. УМО / Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА - М, 2006. - 480 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 473 .
15. Буре А.Б. Компенсация реактивной мощности и выбор фильтрующих устройств в сетях промышленных предприятий : учеб. пособие/ А. Б. Буре, И. А. Мосичева. -М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. -28 с.
16. Гремяков, Андрей Андреевич. Автоматизация расчетов систем электроснабжения [Текст] : лаборатор. практикум: учеб. пособие / А. А. Гремяков. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 47 с. : рис., табл.
17. Рожин, А.Н. Учебное пособие: Системы электроснабжения. Киров 2004г.
18. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов : Учеб. пособие/ Е.А.Конюхова. - М.: Мастерство, 2002. -319 с.
19. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. – М.: Энергоатомиздат, 2000, – 252 с.
20. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. – М., 1999. 12 с.

21. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. – М., 1999. 32 с.
22. Каждан А.Э. Рабочая программа, методические указания и контрольные задания по курсу «Электроснабжение промышленных предприятий». Новочеркасск: НГТУ, 1994. 43 с.
23. Методические указания по основам построения промышленных электрических сетей / Сост.: А.Э. Каждан; Новочеркасск: НПИ, 1992. 28 с.
24. Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г. М. Кнорренга. – СП: Энергия 1992г,
25. Шидловский А.К., Вагин Г.Я., Куренный Э.Г. Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий. М. : Энергоатомиздат, 1992. 224 с.
26. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.]. -М.: Энергоатомиздат, 1991. - 464 с.
27. Липкин, Борис Юльевич. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст] : учеб. / Б. Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. - 368 с.
28. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова и др. М. : Энергоатомиздат, 1990. 576с.
29. Л. Л. Коновалова, А. Д. Рожкова. Электроснабжение промышленных предприятий и устройств. – М: Энергоатомиздат 1989г.
30. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
31. Козлов, В.А. Электроснабжение городов. - Л.: Энергоатомиздат, 1988, 264с.
32. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособ. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
33. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1987. 336 с.
34. Козлов, В.А., Н.И. Билин, Д.Л. Файбисович. Справочник по проектированию электроснабжения городов. - Л.: Энергоатомиздат, 1986, 256с.
35. Жежеленко И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. М.: Энергоатомиздат, 1986. 168 с.
36. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. М. : Энергоатомиздат, 1985. 224 с.
37. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / Под ред. Федорова А.А. Т.1, Т.2. М: – Энергоатомиздат, 1984, 1985.
38. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоиздат, 1984, – 416 с.
39. Проектирование систем электроснабжения: Учеб. Пособие для вузов / В.Н. Винославский, А.В. Праховник, Ф. Клеппель и др. Киев: Вища шк., 1981. 360 с.
40. Проектирование промышленных электрических сетей / В.И. Крупович, А.А. Ермилов, В.С. Иванов и др. М. : Энергия, 1979. 328 с.
41. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М. – Л.: Госэнергоиздат, 1963. 344с.; М.: Энергия, 1976. 368 с.
42. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. М.: Энергия, 1973. 584 с.
43. Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения [Электронный ресурс]: учебное пособие/ В.И. Васильченко [и др.].— Электрон. текстовые данные.— Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011.— 243 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/28351>.— ЭБС «IPRbooks», по паролю

44. Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. — Электрон. дан. — СПб. : Лань, 2012. — 432 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/4544>
45. Матюнина Ю.В., Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Матюнина Ю.В., Кудрин Б.И., Жилин Б.В.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2013. — 412 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72340>
46. Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72256>
47. Анчарова Т.В., Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. [Электронный ресурс] : справ. / Анчарова Т.В., Бодрухина С.С., Буре А.Б.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 745 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72291>
48. Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Шлейников В.Б., Сазонова Т.В.— Электрон. текстовые данные.— Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2012.— 110 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/30146>. — ЭБС «IPRbooks», по паролю
49. Модели и методы прогнозирования электроэнергетики и мощности при управлении режимами электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : монография / Т.А. Филиппова, А.Г. Русина, Ю.В. Дронова. — Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2009. — 365 с. — Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/>
50. Основы современной энергетики. Том 1. Современная теплоэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Трухний А.Д. [и др.]. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 472 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72255>
51. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 127 с. : рис. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7094.pdf
52. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 2. Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7366.pdf
53. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : метод. указ. к практ. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 62 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7016.pdf
54. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : метод. указ. к лаб. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 77 с Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7018.pdf
55. Интеллектуализация систем электроснабжения [Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 156 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7404.pdf
56. Интеллектуальные системы электроснабжения [Электронный ресурс] : метод. указания к лаб.-практ. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 82 с. https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7473.pdf
57. Электроснабжение городов: учебное пособие / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И.Г. Подгурская.- Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 106 с. Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7123.pdf
58. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Мясоедов Ю.В. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с. Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7475.pdf