



<http://gallery.world/wallpaper/548232.html>

Ю.В.МЯСОЕДОВ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ

Методические указания

ББК 31.271.1
Э 45

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

***Разработаны в рамках реализации гранта «Подготовка
высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-
металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по
заказу предприятия-партнера ОАО «Дальневосточная
распределительная сетевая компания»***

Рецензенты:

*Бичевин Александр Викторович - начальник службы технической
эксплуатации ОАО «ДРСК».*

*Рыбалев Андрей Николаевич – канд. техн. наук, доцент, зав. кафедрой
«АППиЭ» ФГБОУ ВПО «АмГУ».*

Мясоедов Ю.В.

Э 45 Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Мясоедов Ю.В. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.

Методические указания к курсовому проектированию предназначены для подготовки бакалавров по направлению 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроснабжение». Рассмотрены методы расчета электрических нагрузок городских потребителей, выбор числа и мощности силовых трансформаторов, выбор схем питающих (распределительных) сетей и расчет оптимальных режимов их работы, выбор схемы и конструкции трансформаторных подстанций и распределительных пунктов, расчет токов коротких замыканий, выбор и проверка основного электрического оборудования, приведены материалы для контроля уровня освоения дисциплины.

В авторской редакции.

ББК 31.271.1

Амурский государственный университет, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| <i>ВВЕДЕНИЕ</i> | 4 |
| 1 Краткая характеристика жилого района | 6 |
| 2 Расчет электрических нагрузок | 8 |
| 3 Определение центра электрических нагрузок. Выбор места расположения ГПП (ПГВ) | 25 |
| 4 Выбор трансформаторов подстанций системы внешнего электрообеспечения | 28 |
| 5 Проектирование низковольтного электрообеспечения | 31 |
| 6 Проектирование высоковольтного электрообеспечения | 54 |
| 7 Расчет токов коротких замыканий | 75 |
| 8 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ | 84 |
| 9 Примеры выбора и проверки электрических аппаратов ТП и ВРУ | 85 |
| 10 Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор ДГР | 92 |
| <i>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</i> | 93 |
| <i>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</i> | 94 |
| Приложение А Пример задания на проектирование | 95 |
| Приложение Б Примерное содержание пояснительной записки | 97 |
| Приложение В Графическая часть курсового проекта | 98 |

ВВЕДЕНИЕ

Курсовой проект «Проектирование системы электроснабжения жилого района города (сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок)» по дисциплине «Электроснабжение городов» предназначен для изучения электроэнергетических характеристик основных групп потребителей электроэнергии и получения практических навыков проектирования систем электроснабжения. При этом должны быть рассчитаны электрические нагрузки, выбраны силовые трансформаторы, схемы и режимы работы питающих (распределительных) сетей, определены токи коротких замыканий и выбрано основное электрическое оборудование трансформаторных подстанций и распределительных пунктов, решены вопросы компенсации емкостных токов замыкания на землю и др.

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. Также при необходимости могут быть использованы материалы постановлений Правительства Российской

Федерации, приказов, руководящих указаний и документов Минэнерго РФ, нормативно-техническая документация РАО «ЕЭС России».

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.

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.

1 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 городского 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 городского населения принимается на первую очередь строительства не менее 40 % и на расчетный срок не более 35 % численности населения. Численность обслуживаемой 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.

2 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 |

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:

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

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

$$P_{p.лф} = K_{c/лф} \cdot \sum_m p_{лфi} \quad (3)$$

где $K_{с/лф}$ - коэффициент спроса лифтовых установок;

m - число лифтовых установок;

$P_{лфi}$ - установленная мощность электродвигателя лифта.

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

$$P_{с-т} = K_{с.с-т} \cdot \sum_n P_{с-т,y} \quad (4)$$

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 | $\cos\varphi$ | $\tan\varphi$ |
|--|---------------|---------------|
| 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; 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 1 м² 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 |
| | с кондиционированием воздуха | 0,16 | 0,9 | 0,48 |
| 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:

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

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

$$P_{p.мр.} = (P_{р.ж.зд.уд.} + P_{общ.зд.уд.}) \cdot S \cdot 10^{-3} \quad (8)$$

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 | 0,55 ...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

$$P_{сн} = p_{с.у\partial} Q, \quad (9)$$

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

Q — расчетная тепловая нагрузка района, Гкал/ч.

При отсутствии на трассе тепловой сети подкачивающих насосов

$$P_{с.у\partial} = 0,92(L + 4,5) \quad (10)$$

при наличии подкачивающих насосов

$$P_{с.у\partial} = 0,688(L + 5,96) - 0,027\Delta Z, \quad (11)$$

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

$$P_k = P_{c,к} + P_{o,к} \quad (12)$$

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

$$P_k = P_{к,уд}Q \quad (13)$$

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:

$$I_{ПСТ.С.} = I_{Т.С.} \cdot N \cdot L, \quad (14)$$

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

$$P_{T.C.} = 0,6 I_{ПC T.C.}, \quad (15)$$

где 0,6 кВ — напряжение тяговой сети.

Расчетная нагрузка тяговой ПС окончательно составит

$$P_{nc} = P_{T.C.} \cdot 1,3 / 0,8, \quad (16)$$

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:

$$P_{oc} = (P_{л} + \Delta P_{ПРА}) \frac{mM}{lb}, \quad (17)$$

где $P_{л}$ — 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

$$P_{уст} = P_{oc} S \cdot 10^{-3}, \quad (18)$$

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,

$$P_{yo} = P_{y\partial} \cdot L, \quad Q_{yo} = P_{yo} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (21)$$

где $P_{y\partial}$ – 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,

$$P_{осв} = \kappa_o \cdot n \cdot \Pi \cdot P_{y\partial.o}, \quad (22)$$

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,

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (23)$$

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,

$$P_{\text{в}} = P_{\Sigma} + P_{yo} + \Delta P_{осв}, \quad Q_{\text{в}} = Q_{\Sigma} + Q_{yo} + \Delta Q_{осв}. \quad (24)$$

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:

$$K_u = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ср.м}}{\sum_{i=1}^n P_{ном}}, \quad (28)$$

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:

$$S_{расч.} = k_{рм_i} \sqrt{\left(\sum P_{расч.i}\right)^2 + \left(\sum Q_{расч.i}\right)^2}, \quad (29)$$

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 $n_э$. 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

$$n_{эф} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{НОМ} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ}^2}, \quad (30)$$

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:

$$n_э = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{НОМ_i}}{P_{НОМ.макс}}. \quad (31)$$

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 $n_э$ 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:

$$\begin{aligned} P_{расч.} &= \sum_{i=1}^n k_{с_i} \cdot P_{i_{уст}}; \\ Q_{расч.} &= P_{расч.} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \\ S_{расч.} &= \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} \end{aligned}, \quad (33)$$

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

$$P_{\text{макс}} = n_{\text{уд}} \cdot M_{\text{см}} / T_{\text{см}}, \quad (34)$$

где $n_{\text{уд}}$ — расход электроэнергии на единицу продукции; $M_{\text{см}}$ — количество продукции, выпускаемой за смену; $T_{\text{см}}$ — продолжительность наиболее загруженной смены,

В некоторых случаях расчетная нагрузка может быть определена по ее удельной плотности:

$$P_{\text{макс}} = P_0 G, \quad (35)$$

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 квартир 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 квартир жилого 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). $P_{p.ж.д} = 135 + 0,9 \cdot 87,1 = 213,4 \text{ кВт}$.

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:

$$n_э = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ном_i}}{P_{ном.макс}} = \frac{2 \cdot 128,63}{32} = 8,03.$$

Принимаем $n_э=8$, и по таблицам выбираем $K_c=0.8$ - коэффициент спроса.

Учитывая коэффициенты, вычислим нагрузки силовую и освещения:

$$P_{p.c} = K_c \sum_{i=1}^n P_{c.уст_i} = 0,8 \cdot 128,63 = 102,9 \text{ кВт}. \quad P_{p.o} = K_c \sum_{i=1}^n P_{o.уст_i} = 0,8 \cdot 15 = 12 \text{ кВт},$$

где осветительная нагрузка учитывалась по удельным показателям:

$$P_{o.уст} = S_k \cdot P_{o.уд} = 200 \cdot 0,75 = 15 \text{ кВт}.$$

Расчетная нагрузка кафе с учетом несовпадения максимумов нагрузок определяется как: $P_p = k_{PM} (P_{p.c} + P_{p.o}) = 0,95 (102,9 + 12) = 109,2 \text{ кВт}$.

где $k_{PM}=0,95$ - коэффициент разновременности расчетных максимумов силовых и осветительных нагрузок.

3 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 потребителя | 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.

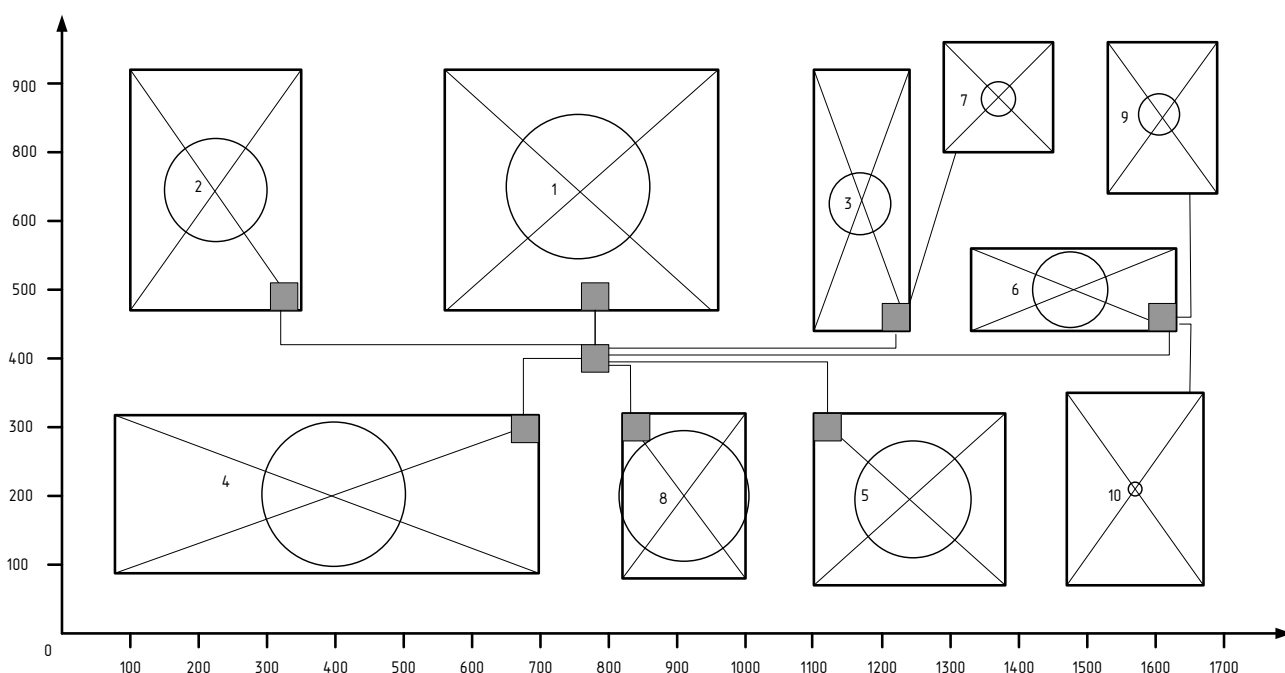


Рисунок 1 - Расчет нагрузок ГПП

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

$$X = \frac{1546232}{19325.52} = 800 \text{ м}, Y = \frac{7686406.35}{19325.52} = 398 \text{ м.}$$

4 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:

$$Q_{onm} = P_{p\Sigma} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (40)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - экономический коэффициент реактивной мощности (определяется по приказу №49).

Определяется необходимая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{KV} = Q_{p\Sigma} - Q_{onm}$$

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 удастся, поэтому определяем некомпенсированную реактивную мощность

$$Q_{нк} = Q_{p\Sigma} - Q_{KV\text{факт}}$$

Выбор трансформатора по систематической перегрузке проводится в следующем порядке:

а) определяется средняя нагрузка по наибольшему зимнему суточному графику нагрузки подстанции:

$$S_c = \frac{\sum_n \Delta t_i \cdot S_i}{T_n} \quad (41)$$

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:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{с.п}}{N \cdot K_n} \quad (46)$$

где $S_{с.п}$ - средняя полная мощность, определенная за интервал времени перегрузки по графику. После выбора трансформатора, осуществляют проверку трансформатора по условию послеаварийной перегрузки: $1,4 \cdot S_{ном.т} \geq S_{р\sum}$. Окончательный выбор проводят после технико-экономического сравнения нескольких вариантов.

5 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 категорий 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.

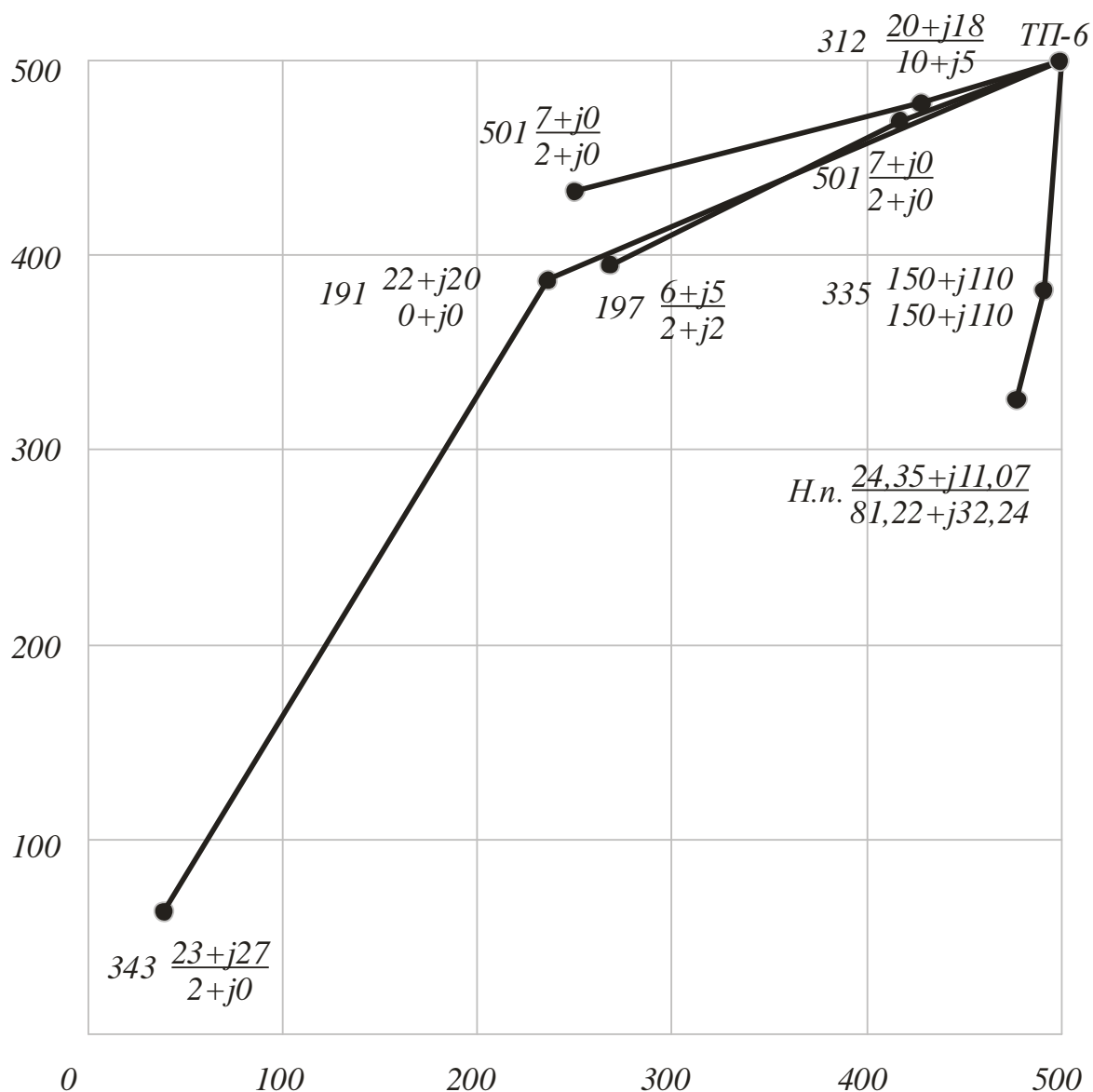


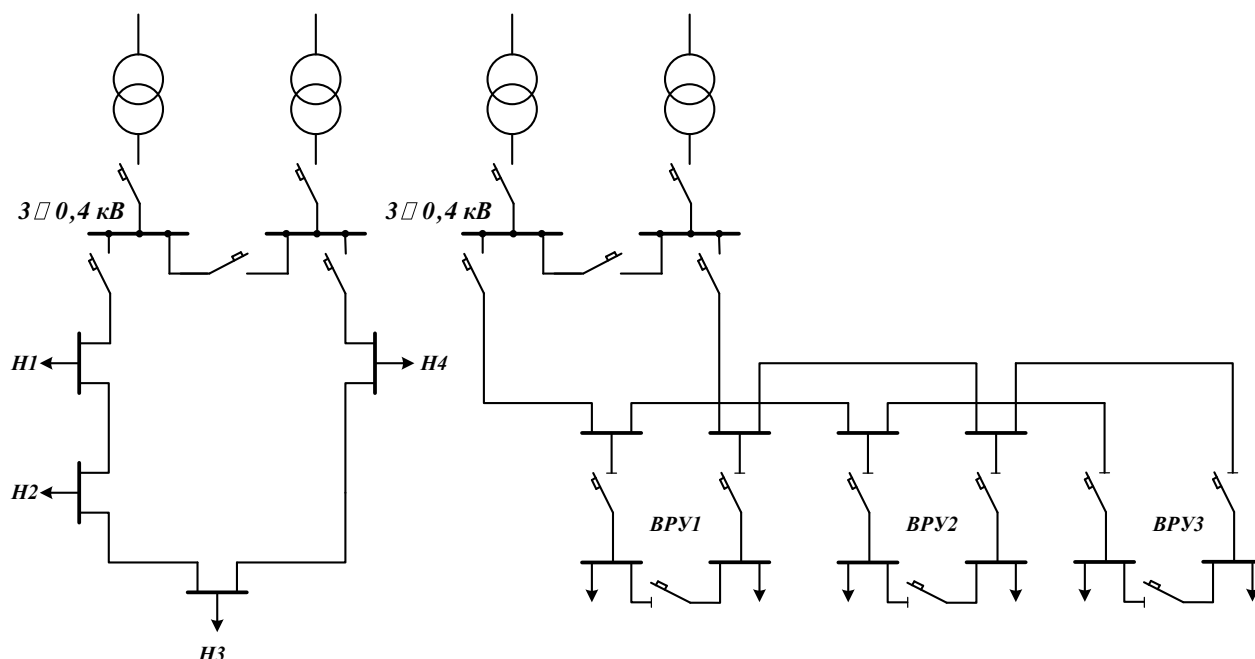
Рисунок 2 – Конфигурация сети 0,38 кВ

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 нагрузка 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 длительным 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,

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot L_i}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{доп.а}} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (48)$$

где γ - удельная проводимость провода, (для алюминия $\gamma=32$ Ом м /мм²); $\Delta U_{\text{доп.а}}$ - активная составляющая допустимой потери напряжения, В; P_i - активная мощность i -го участка сети, Вт; L_i - длина i -го участка сети, м; $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение сети, В.

Активная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле,

$$\Delta U_{\text{доп.а}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p, \quad (49)$$

где ΔU_p - реактивная составляющая допустимой потери напряжения, В.

Реактивная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле,

$$\Delta U_p = \frac{x_o}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot L_i, \quad (50)$$

где Q_i - реактивная мощность i -го участка сети, квар; L_i - длина i -го участка сети, км; x_o - удельное индуктивное сопротивление провода (кабеля), Ом/км; $U_{\text{ном}}$ - 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,

$$Q_{к.у.} = P_p \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{opt}), \quad (51)$$

где P_p – расчетная мощность кВт; $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности до компенсации; $tg\varphi_{opt}$ – оптимальный коэффициент реактивной мощности.

Расчетная реактивная мощность после установки поперечной компенсации определяется по формуле,

$$Q_p = Q_{p.дк.} - Q_{к.у.}, \quad (52)$$

где $Q_{p.дк.}$ – расчетная реактивная мощность до компенсации.

При этом фактические потери напряжения определяются,

$$\Delta U_{фак} = \frac{P_p \cdot r_0 + Q_p \cdot x_0}{U_{ном}} \cdot L. \quad (53)$$

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:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{макс.о}} + K_{\text{у.м.1}} \cdot P_1 + K_{\text{у.м.2}} \cdot P_2 + \dots + K_{\text{у.м.п}} \cdot P_n,$$

где $P_{\text{макс.о}}$ – максимум нагрузки основного потребителя, кВт;

$K_{\text{у.м.и}} \cdot P_i$ – 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.

$$K_{с.п} = \frac{S_p}{S_{тр}},$$

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 однострансформаторные подстанции с резервированием дизельными электростанциями. С учётом перспективы развития выбирается коэффициент роста нагрузок трансформаторной подстанции.

Расчётная нагрузка с учётом перспективы развития определяется по формуле $S_p = \kappa_p \cdot S_{\Sigma}$, где κ_p – коэффициент роста нагрузок.

Мощность трансформатора выбирается с учетом «Интервалы роста нагрузок для выбора трансформаторов» исходя из условия $S_{\Sigma,н} \leq S_p \leq S_{\Sigma,в}$, где $S_{\Sigma,н}$ – нижний экономический интервал; $S_{\Sigma,в}$ – верхний экономический интервал.

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту систематических перегрузок $\kappa_{с.н} = \frac{S_p}{S_{тр}}$.

Число и мощность трансформаторов внутриквартальных трансформаторных подстанций можно выбирать и по плотности нагрузки.

| Плотности нагрузки, МВт/км ² | 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 | | Напряжение к.з. % | Ток х.х., % | Схема соединений |
|-----|---------------------------------|-----------------------------|------|-------------|------|----------------------|-------------|---------------------|
| | | 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 $\cos\varphi$.

Рассчитаем величину коэффициента мощности для суммарной нагрузки:

$$\cos\varphi = P_{\Sigma} / S_{\Sigma} = 37,9 / 48,5 = 0,78, \text{ тогда } Q_{\Sigma} = 30,2 \text{ квар.}$$

Типовое значение $\cos\varphi$ 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 $\cos\varphi=0.85$, а полная мощность уменьшается до 44.57 кВА. При включении этих же конденсаторов на линейное напряжение потребляемая реактивная мощность составит 12.4 квар, тогда $\cos\varphi= 0.95$, а полная мощность уменьшиться 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:

$$Q_{max\ TP} = \sqrt{(N_{OPT} \cdot K_{ЗАГ} \cdot S_{НТР})^2 - (P_P)^2} . \quad (54)$$

где N_{OPT} – количество трансформаторов, установленных в ТП; $K_{ЗАГ}$ – коэффициент загрузки трансформаторов; $S_{НТР}$ – 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

$$Q_{НК1} = Q_P - Q_{max\ TP}, \quad (55)$$

где Q_P – расчетная реактивная мощность, квар.

Дополнительная мощность для данной группы трансформаторов определяется:

$$Q_{НК2} = Q_P - Q_{НК1} - \gamma \cdot N_{OPT} \cdot S_{НТР}, \quad (55)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} и K_{p2} и схемы питания ТП.

Суммарная расчетная мощность конденсаторных батарей находится:

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2}. \quad (56)$$

Результаты расчета и выбора КУ сводятся в таблицу.

Таблица 17 - Результаты расчетов

| № ТП | N опт | $S_{\text{нтр}}$, кВА | Q_{max} , квар | $Q_{\text{нк 1}}$, квар | $Q_{\text{нк 2}}$, квар | $Q_{\text{нк}}$, 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.

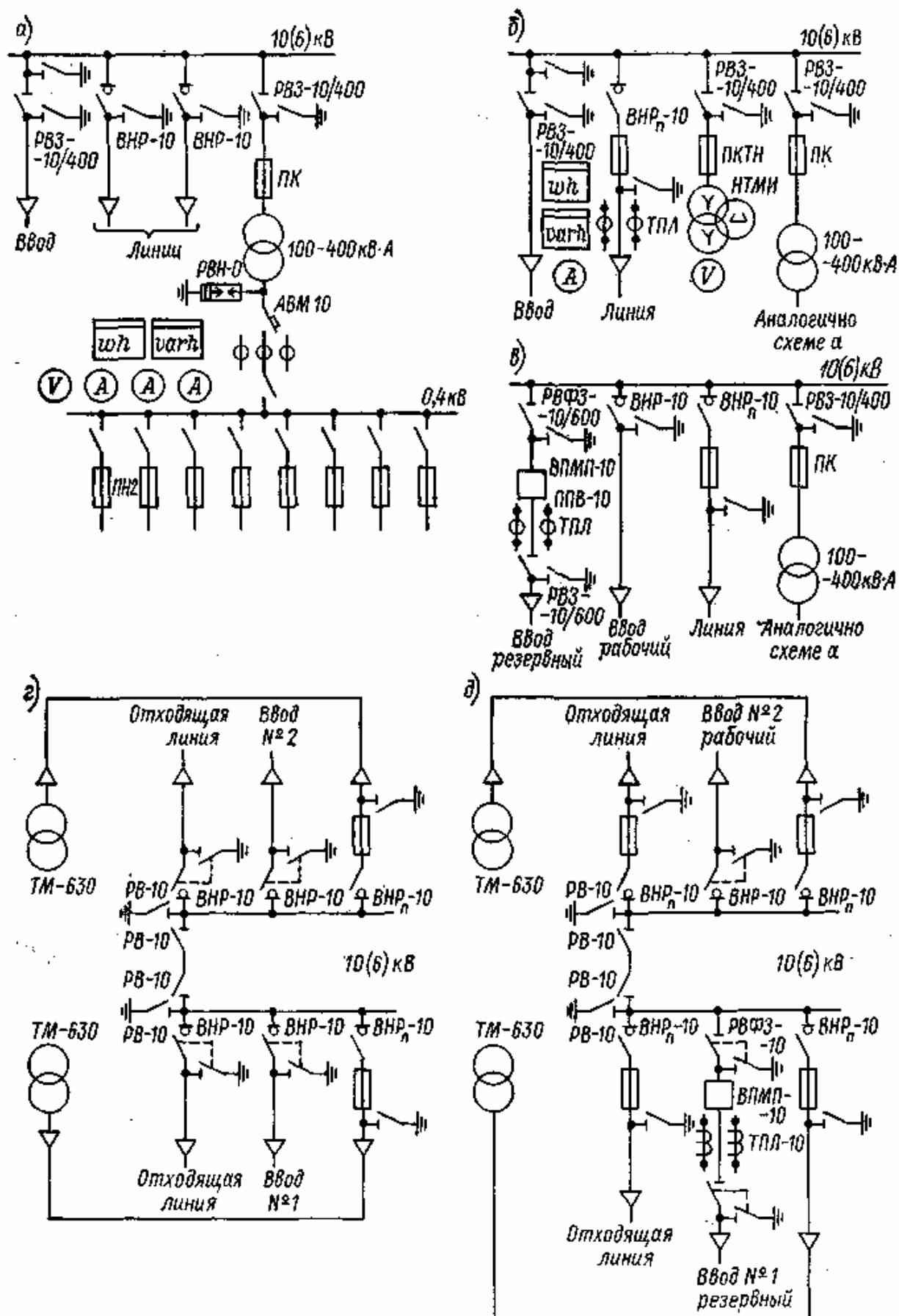


Рисунок 4 - Схемы электрических соединений типовых ТП с кабельными вводами

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 однотрансформаторной 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.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домах повышенной этажности используются вводно-распределительные и распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ

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, час.

Результаты расчётов заносятся в таблицу 18.

| Участок сети | I, А | r_0 , 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,

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{\text{отп}}} \cdot 100\%, \quad \Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{\text{отп}} \cdot T_m} \cdot 100\%,$$

Потери мощности и энергии в сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{x.x} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{к.з}},$$

где $\Delta P_{x.x}$ – 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,

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{x.x} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{к.з}} \cdot \tau.$$

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,

$$\delta U_{\text{доп.д}} = - \left(1 - \sqrt{\frac{\lambda_{\text{тр}} + 0,25}{\lambda_{\text{пуск}}}} \right) \cdot 100\%.$$

Параметры сети от подстанции до места установки электродвигателя определяются по формулам,

$$r_{\text{л}} = r_{\text{о}} \cdot L, \quad x_{\text{л}} = x_{\text{о}} \cdot L,$$

Фактическое отклонение напряжения на зажимах электродвигателя определяется по формуле,

$$\delta U_{\text{д.пус.ф.}} = \delta U_{\text{д.д.пуск}} - \Delta U_{\text{тр.пуск}} + \Delta U_{\text{Л0,38пуск}},$$

где $\delta U_{\text{д.д.пуск}}$ - отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска, %; $\Delta U_{\text{тр.пуск}}$ - потери напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя, %; $\Delta U_{\text{Л0,38пуск}}$ - потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске электродвигателя, %.

Потеря напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя определяется по формуле,

$$\Delta U_{\text{тр.пуск}} = \frac{P_{\text{д.пуск}} \cdot (U_{\text{а}} \% + U_{\text{р}} \% \cdot \text{tg} \varphi_{\text{пуск}})}{S_{\text{ном}}},$$

Мощность двигателя при пуске определяется по формуле,

$$P_{\text{д.пуск}} = \frac{P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{I}} \cdot \cos \varphi_{\text{пуск}} \cdot \left(\frac{\lambda_{\text{тр}} + 0,25}{\lambda_{\text{пуск}}} \right)}{\eta_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}},$$

где K_{I} – кратность пускового тока.

Коэффициент реактивной мощности при пуске определяется по формуле,

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{пуск}} = \frac{X_{\text{к.л.}}}{R_{\text{к.л.}}}.$$

Потеря напряжения в линии 0,38 кВ при пуске определяется,

$$\Delta U_{\text{л}0,38\text{пуск}} = \frac{P_{\text{д.пуск}} \cdot 10^3 \cdot (r_{\text{л}} + x_{\text{л}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пуск}})}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\%.$$

Заключением об успешности пуска электродвигателя является условие,

$$\delta U_{\text{доп.д}} > \delta U_{\text{д.пуск.фак.}}.$$

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 водно-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 раздельное 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.

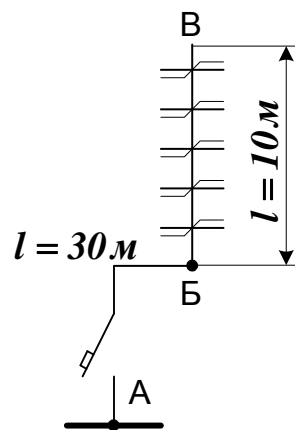


Рисунок 5 - Схема питания стояков дома

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: $\frac{I_{рас} \cdot 100}{I_{\phi}} \leq 125$; $\frac{63 \cdot 100}{70} = 90 < 125$.

4. По условию допустимого нагрева выбираются предварительно сечение провода марки АПВ 4(1х25), $I_0 = 70 \text{ А}$. 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: $I_{\text{доп.акн}} \geq I_{\text{з.а}} \frac{K_3}{K_n}$,

где $I_{\text{з.а.}} = I_{\text{рас}}$ - 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.

$$I_{\text{доп.лин}} \geq 63 \cdot 1 / 1 = 63 \text{ А}.$$

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.

$$\Delta U_{AB} = \frac{30 \cdot 38}{46 \cdot 25} = 1\%; \quad \Delta U_{БВ} = \frac{10 \cdot 38}{46 \cdot 25} = 0,3\%.$$

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 тресе. В сетях наружного освещения применяются железобетонные опоры.

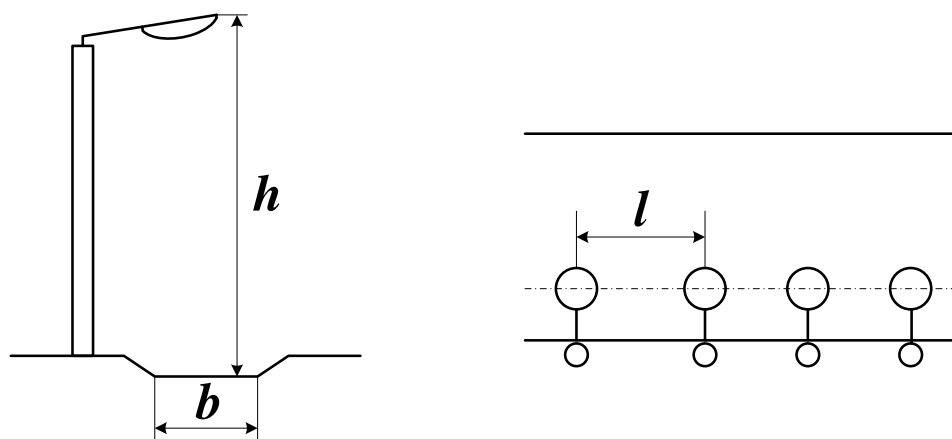


Рисунок 6 - Схема однорядного расположения светильников наружного освещения

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: $\Phi = LK_z \pi / n_L$,
где L – нормируемая яркость покрытия, кд/м², K_z – 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; $L = 0,5\text{ кд/м}^2$, 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 $b/h = 10/9 = 1,1$: $\Phi = \frac{0,4 \cdot 1,5 \cdot 3,14}{0,072} = 26,2\text{ мм/м}^2$.

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 мм^2 . 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 25 мм^2 , 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.

6 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:

1) 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.

2) 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 категорийностью 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 однитрансформаторных $\beta_T=0,8 \div 0,85$) 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 не 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

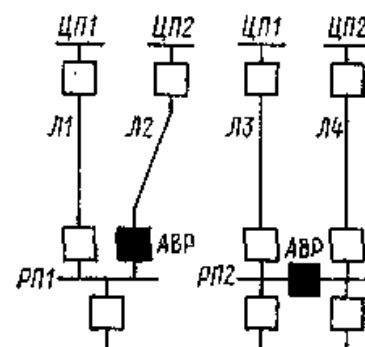
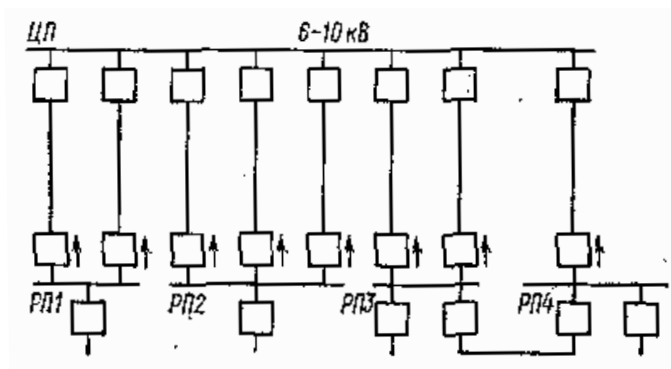
распространение этих схем закрепляется, в определенной мере, существующей практикой проектирования городских сетей.

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.

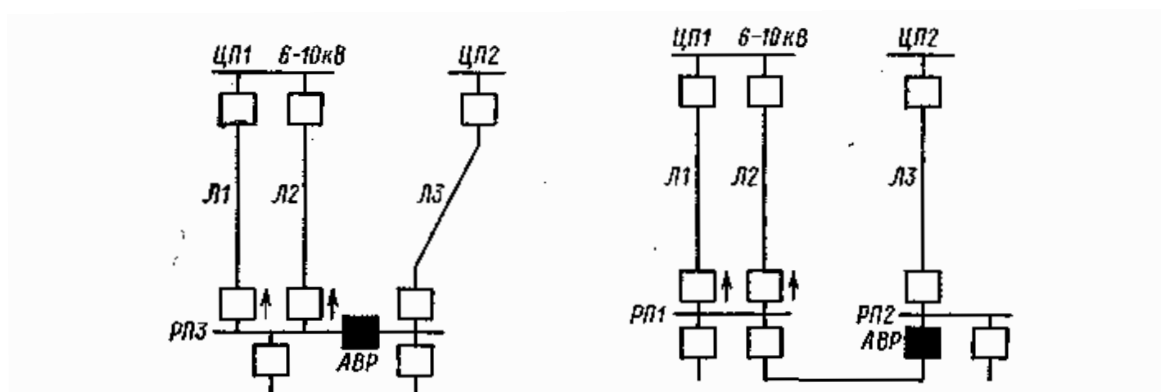


Рисунок 21 - Комбинированные схемы питающих сетей 6—10 кВ

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.

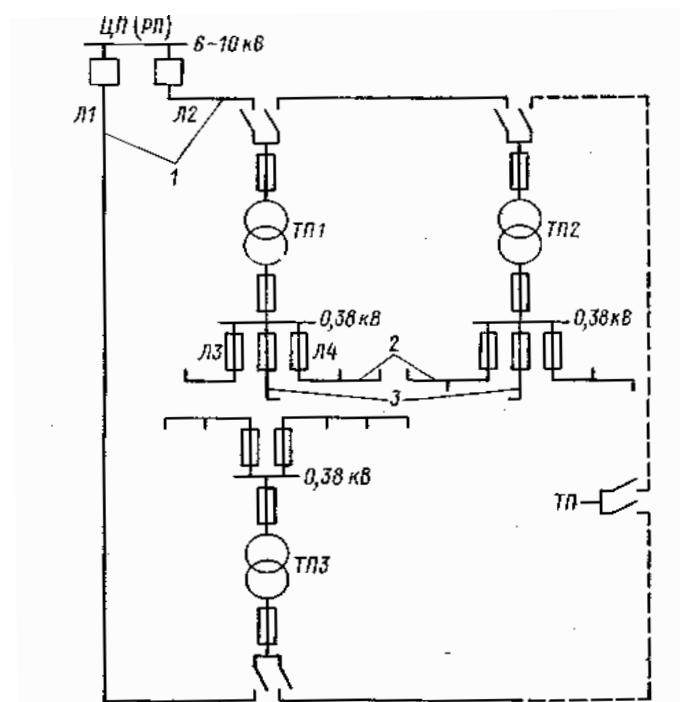


Рисунок 22 - Сеть 0,38 кВ с распределительными линиями
одностороннего питания в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ

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.

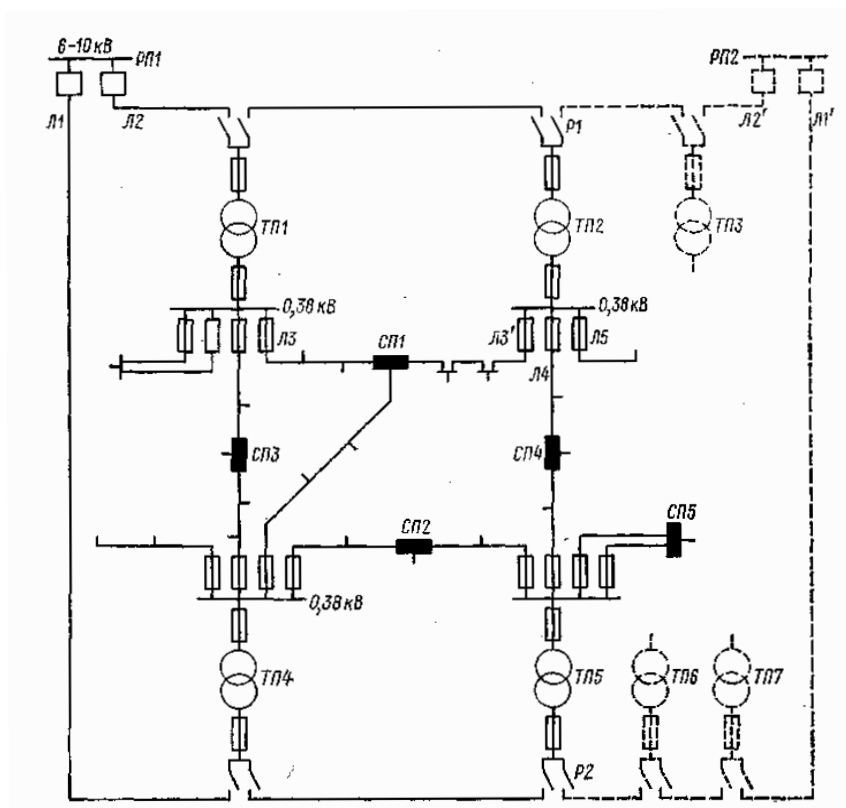


Рисунок 23 - Петлевая сеть 0,38 кВ в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ

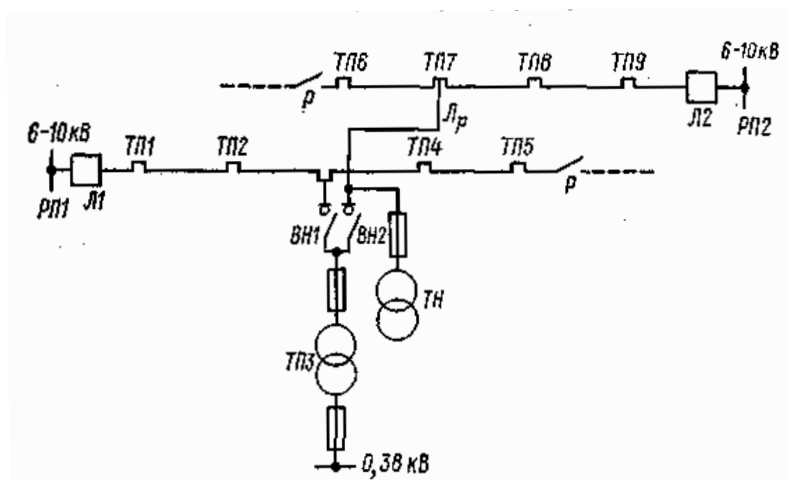


Рисунок 24 – Выборочная автоматизация потребителей ТП3

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.

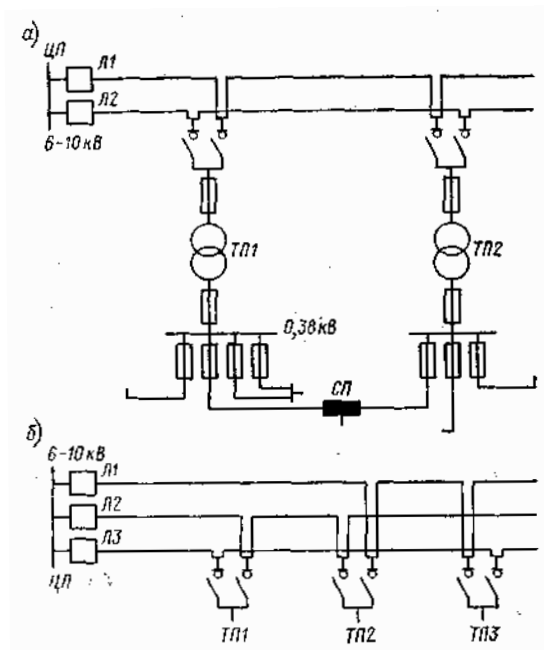


Рисунок 25 – Многолучевые схемы

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.

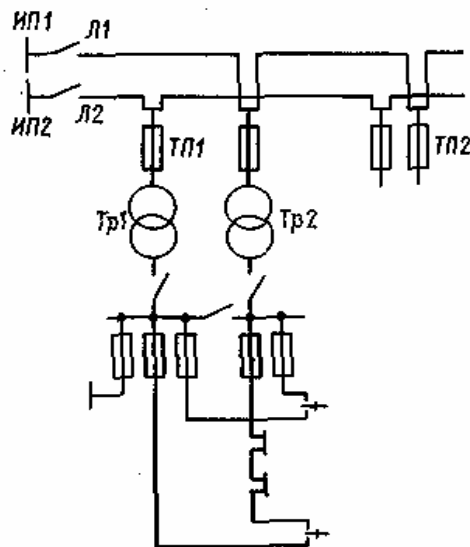


Рисунок 26 - Двухлучевая схема сети 6-10 кВ с устройствами АВР при напряжении 0,38 кВ

Упрощенный вариант замкнутой сети представлен на рис. 27

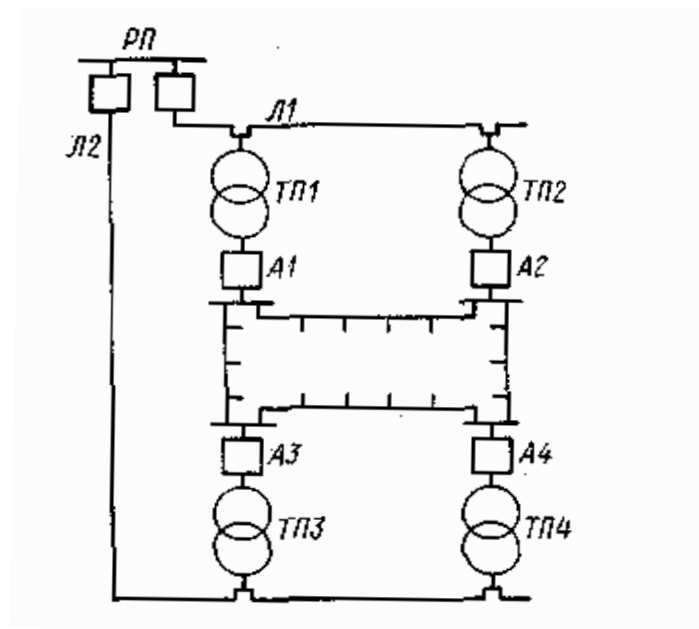


Рисунок 27 – Упрощенный вариант замкнутой сети 0,38 кВ в сочетании с двухлучевой сетью 6-10 кВ

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.

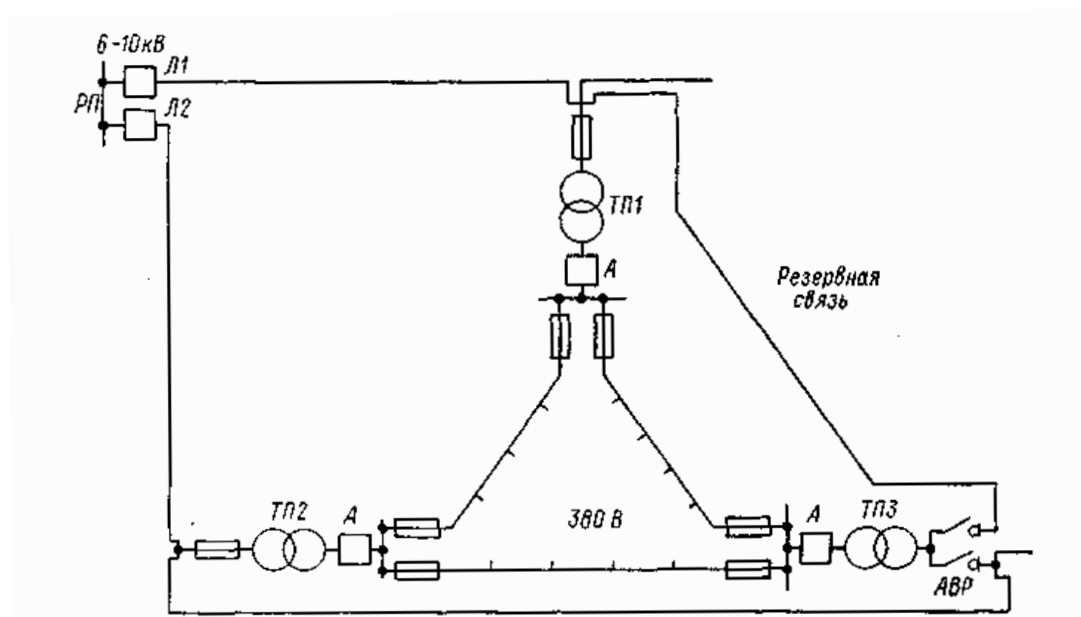


Рисунок 28

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.

Расчёт сечения проводов сети высокого напряжения производится по экономической плотности тока,

$$F_j = \frac{I_{расч}}{j_j},$$

где $I_{расч}$ - расчетный ток линии в нормальном режиме, А; j_j — 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

$$F_j = \alpha \frac{I_{расч5}}{j_j},$$

где $I_{расч5}$ - расчетный ток линии в нормальном режиме на пятом году ее работы.

В свою очередь, коэффициент

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(i_1 + 0,3)^2 + 0,35(i_{нб} + 0,1)^2},$$

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 нагрузки линии $I_p^{max}(A)$, которая определяется по выражению

$$I_p^{max} = I_{нб} \cdot \alpha_i \alpha_m,$$

где $I_{нб}$ - ток в линии в часы максимума нагрузки энергосистемы, А; α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по сетям, $\alpha_i = 1,1$; α_m -

коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки, $\alpha_m=1,2$.

По таблице экономических токовых интервалов для проектируемой линии выбирается сечение.

Выбранные сечения проверяются по нагреву длительно допустимым током $I_{p_{н/ав}} \leq I_{дл. доп}$ 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 10м.

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 $I_{доп}$ 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; K_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,

$$F = \frac{\sum_{m=1}^n P_m L_m}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_n} = \frac{\sum_{m=1}^n p_m l_m}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_n},$$

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_n — номинальное напряжение линии; ΔU_a — активная составляющая потери напряжения, $\Delta U_a = U_{don} - \Delta U_p$

Здесь ΔU_{don} — допустимые потери напряжения; ΔU_p — составляющая потери напряжения от реактивной мощности в реактивном сопротивлении линии.

$$\text{В свою очередь, } \Delta U_p = \frac{x_{cp}}{U_n} \sum_{m=1}^n Q_m L_m = \frac{x_{cp}}{U_n} \sum_{m=1}^n q_m l_m,$$

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,

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_o + Q \cdot x_o}{U_{ном}} \cdot L,$$

где P – активная мощность участка, кВт, Q – реактивная мощность участка, квар, r_o – удельное активное сопротивление провода, Ом/км; x_o – 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,

$$\Delta U_{mp} = \frac{S_{max}}{S_{mp}} \cdot (U_a\% \cdot \cos \varphi + U_p\% \cdot \sin \varphi),$$

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 – расчетная 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,

$$\Delta P = 3I^2 \cdot r_o \cdot L \cdot 10^{-3},$$

где I – расчётный ток участка, А; r_o – удельное активное сопротивление участка, Ом/км; L – длина участка, км.

Энергии, теряемая на участке линии, определяется 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,

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{omn}} \cdot 100\%, \quad \Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{omn} \cdot T_m} \cdot 100\%,$$

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; $\Delta P_{к.з}$ – 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 АРВ 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,

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{E_*}{Z_{*Z}} \cdot I_{\delta},$$

где Z – полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

$$Z = \sqrt{\left(\sum x_{л} + x_{сисм}\right)^2 + \left(\sum r_{л}\right)^2},$$

где $\sum r_{\text{л}}$ - активное сопротивление провода до точки короткого замыкания;
 $\sum x_{\text{л}}$ - реактивное сопротивление провода до точки короткого замыкания;
 $\sum x_{\text{сист}}$ - реактивное сопротивление системы.

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot l = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{cp}}^2}; \quad r_{\text{л}} = r_0 \cdot l = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{cp}}^2}; \quad x_{\text{сист}} = \frac{U_{\text{осн}}^2}{S_{\kappa}} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}},$$

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,

$$i_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{yд}} \cdot I_{\kappa}^{(3)}.$$

где $\kappa_{\text{yд}}$ – ударный коэффициент, который определяется по формуле,

$$\kappa_{\text{yд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}},$$

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 $U_{\text{осн.}} = 1,05 U_{\text{ном.}}$

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях рекомендуется определять по:

$$I_{\Pi 0} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}.$$

Полное сопротивление участка сети определяется по формуле,

$$z = \sqrt{(x_{mp} + x_n)^2 + (r_{mp} + r_n)^2},$$

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 кВ·А.

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,

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}},$$

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; $X_L=4,875$ Ом.

Трансформаторы: $S_T=10$ МВА; $U_H=115/10$ кВ; $u_k=10,5\%$.

Приблизительно выберем сечение по экономической плотности тока

$$I_L = \frac{S_{расч}}{2\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{5563}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 153,1 \text{ А}; F = \frac{I_L}{j_э} = \frac{153,1}{1,1} = 139,2 \text{ мм}^2.$$

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 $U_б$ и мощности $S_б$
 $U_б=115$ кВ, $S_б=100$ МВА.

Рассчитаем базисные ток и сопротивление:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,503 \text{ кА}; X_б = \frac{U_б^2}{S_б} = \frac{115^2}{100} = 132,3 \text{ Ом}.$$

Определим сопротивление отдельных элементов расчётной схемы в относительных единицах:

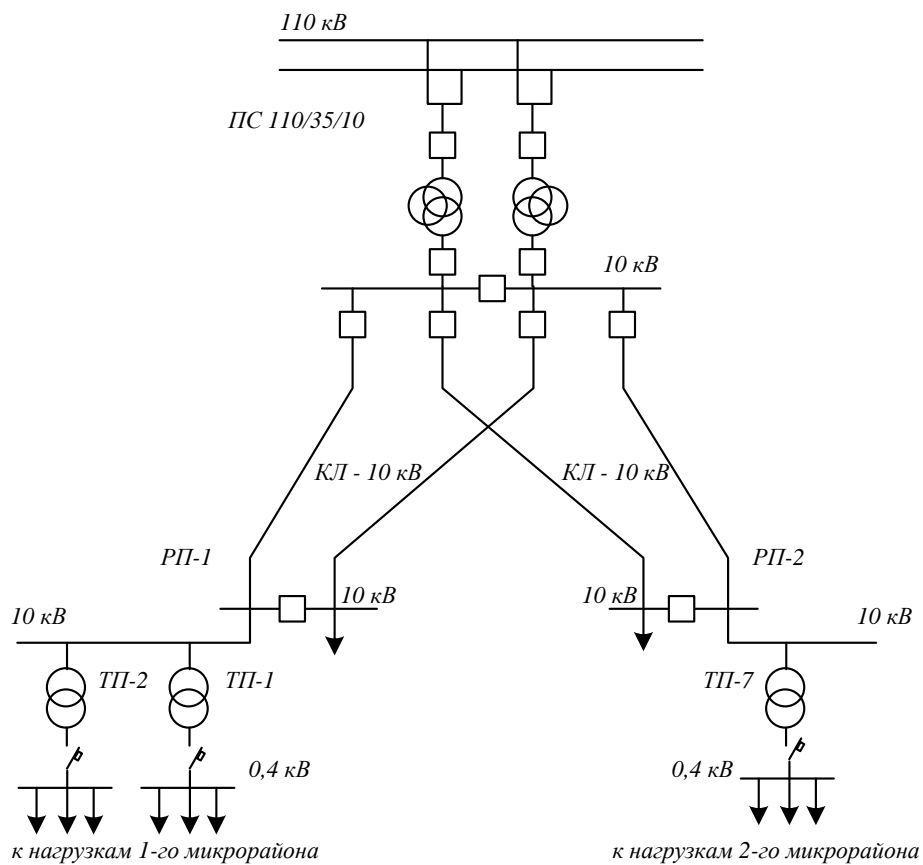
$$\text{Система } X_{C*} = \frac{X_c}{X_б} = \frac{121}{132,3} = 0,916 \text{ о.е.}$$

$$\text{ЛЭП } X_{L*} = \frac{X_L}{X_б} = \frac{4,875}{132,3} = 0,037 \text{ о.е.}$$

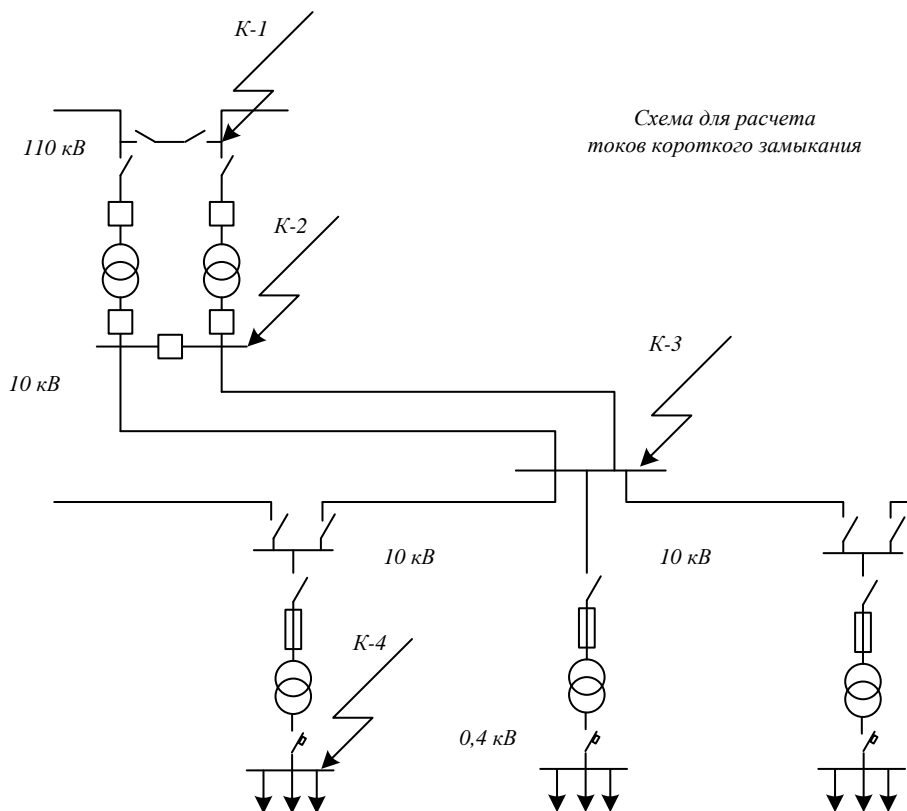
$$\text{Трансформатор } X_{T*} = \frac{u_{к\%} \cdot S_б}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{0,105 \cdot 100}{10} = 1,05 \text{ о.е.}$$

Определим результирующее сопротивление

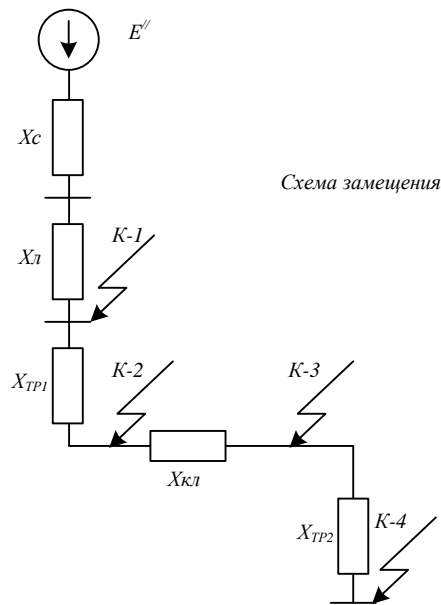
$$X_{рез*} = X_c + X_L = 0,916 + 0,037 = 0,953 \text{ о.е.}$$



Вариант схемы электроснабжения



Расчетная схема и схема замещения



Определяем токи к.з. в первой расчетной точке К1.

Вычисляется периодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{п0} = \frac{E''}{X_{*рез}} I_{\phi} = \frac{1,0}{0,953} \cdot 0,503 = 527 \text{ A},$$

где E'' - сверхпереходная ЭДС, для точки 1 она равна 1.

Определим ударный ток $i_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\phi} \cdot I_{п0}^{(3)} = 1,4 \cdot 1,8 \cdot 0,527 = 1,328 \text{ кА}$.

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

$$X_{*рез} = X_c + X_{вл} + X_m = 0,91 + 0,037 + 1,05 = 1,997 \text{ о.е.}$$

Определим значения токов к.з. для точки К2

$$I_{п0} = \frac{E''}{X_{*рез}} I_{\phi} = \frac{1,0}{1,997} \cdot 5,5 = 2,75 \text{ кА},$$

$$i_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\phi} \cdot I_{п0}^{(3)} = 1,4 \cdot 1,7 \cdot 2,75 = 6,6 \text{ кА}.$$

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 КЗ, учитывая два параллельно проложенных кабеля:

$$X_{*рез} = X_c + X_l + X_m + z/2 = 0,91 + 0,037 + 1,05 + 0,48 = 2,477 \text{ о.е.}$$

$$\text{Для точки КЗ } I_{п0} = \frac{E''}{X_{*рез}} I_{\phi} = \frac{1,0}{2,47} \cdot 5,5 = 2,23 \text{ кА},$$

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yd} \cdot I_{п0}^{(3)} = 1,4 \cdot 1,4 \cdot 2,23 = 4,36 \text{ кА}.$$

Для проверки чувствительности релейной защиты следует рассчитать ток короткого замыкания на шинах самого удаленного ТП.

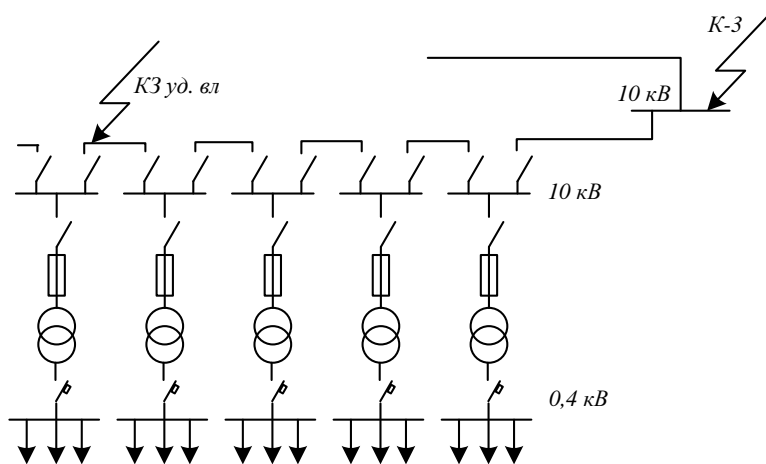


Рисунок 29 - Расчетная схема для сети 10 кВ

Расстояние до удаленного ТП составляет $L=5 \cdot 0,2=1$ км, сопротивление кабеля в относительных единицах: $z_{yd} = 0,192 \text{ о.е.}$

Вычислим результирующее сопротивление до точки удаленного КЗ:

$$x_{*рез} = x_c + x_l + x_m + z_*/2 + z_{*yd} = 0,91 + 0,037 + 1,05 + 0,48 + 0,192 = 2,669 \text{ о.е.}$$

$$\text{Значения токов к.з. для точки КЗ}_{уд}: I_{п0} = \frac{E''}{X_{*рез}} I_{\phi} = \frac{1,0}{2,67} \cdot 5,5 = 2,06 \text{ кА},$$

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yd} \cdot I_{п0}^{(3)} = 1,4 \cdot 1,4 \cdot 2,06 = 4,04 \text{ кА}.$$

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 $R_{\Pi}=15,0$ мОм, тогда значения тока короткого замыкания составит: $I_{\Pi 0}=10,14$ кА, $i_{y0}=18,15$ 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:
$$I_{\Pi 0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{ср.ном}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}.$$

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: $I_{\Pi 0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{59} = 11,76$ кА.

В точке К6 эта же величина определяется как: $I_{\Pi 0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{92,78} = 7,46$ 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.

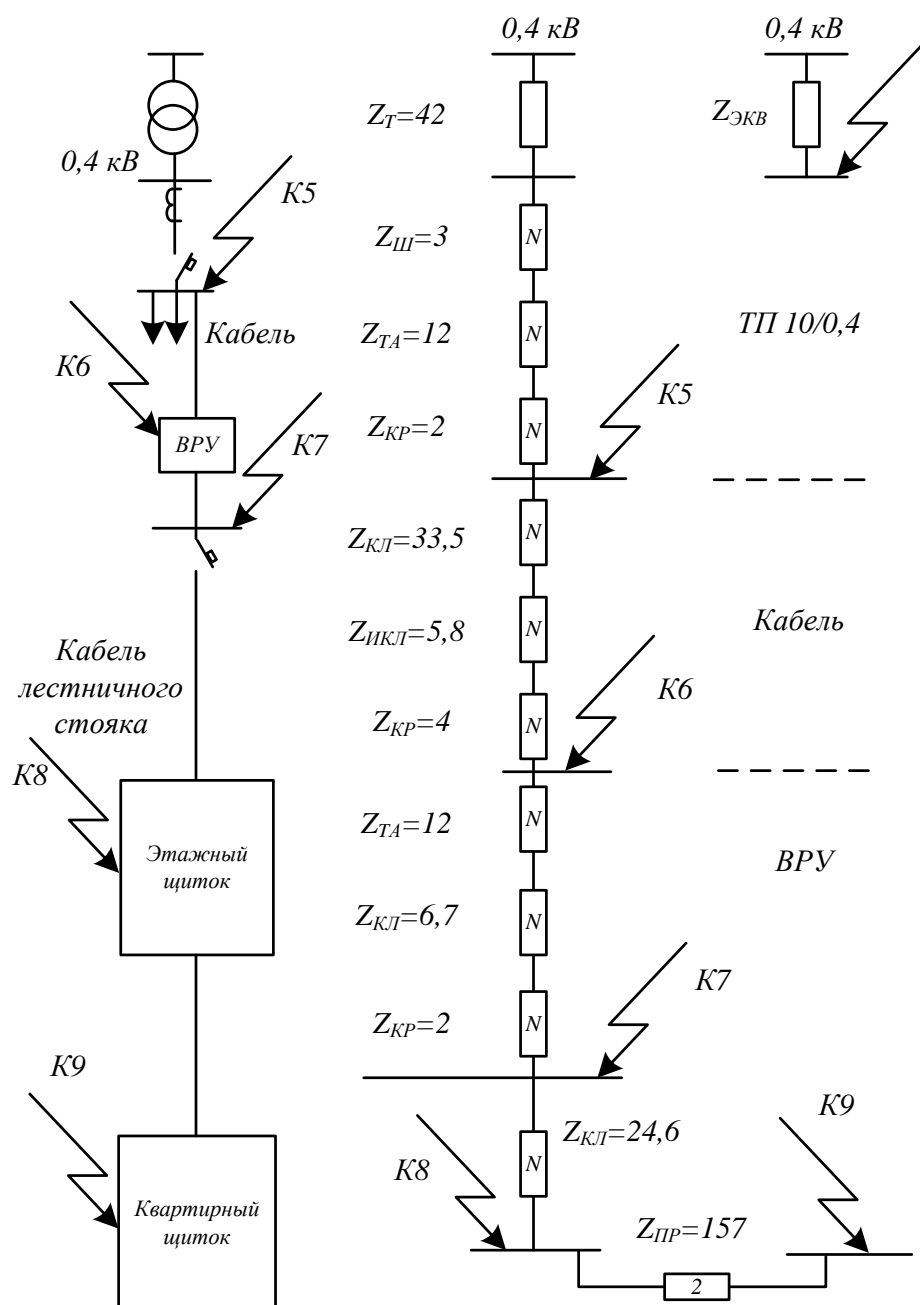


Рисунок 30 - Схемы замещения для расчета токов однофазного КЗ.

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 |

8 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 345А. Предельная температура жилы кабеля при КЗ 200°C, при токе трехфазного короткого замыкания $I_{\text{ПО}}=10.14$ кА.

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:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \left[t_{\text{ОТКЛ}} + T_a \left(1 - e^{-\frac{2t_{\text{ОТКЛ}}}{T_a}} \right) \right] = 10.14^2 \left[0.1 + 0.013 \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0.1}{0.013}} \right) \right] = 10.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{ОТКЛ}}=0.1$ 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 $C_T=94 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$ - 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.

9 Примеры выбора и проверки электрических аппаратов ТП и ВРУ

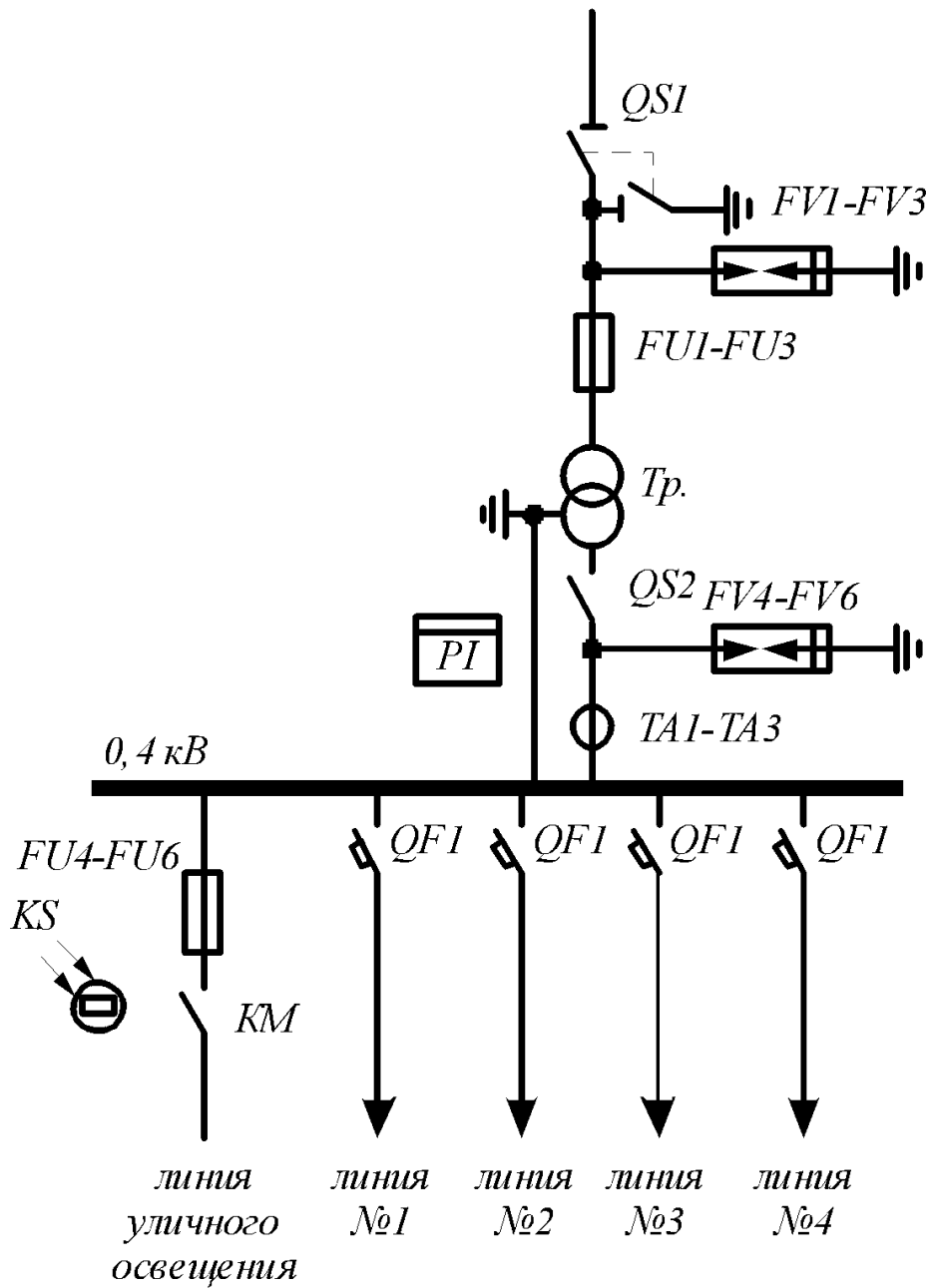


Рисунок 31 - Однолинейная принципиальная схема ТП

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливается предохранители FU1 – FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается

по условию
$$I_{\text{ном.пл.вс.}} = \frac{2 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}.$$

Номинальный ток плавкой вставки округляется до ближайшего большего стандартного значения.

Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях производится исходя из следующих условий,

$$1. \quad I_{ном.т.р.} \geq \kappa_{с.з.} \cdot I_{расч}, \text{ где } \kappa_{с.з.}=1,$$

$$2. \quad I_{пред} \geq I_{к.тах}^{(3)},$$

$$3. \quad \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25,$$

$$4. \quad \frac{I_{к.min}^{(1)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25.$$

При защите отходящих линий предохранителями должны соблюдаться следующие условия,

$$1. \quad \frac{I_{к}^{(1)}}{I_{п.вс}} \geq 3,$$

$$2. \quad I_{п.вс.} \geq \kappa_n \cdot I_{ном.} \quad K_n = 1,6 - 2,5 \text{ при наличии двигателей.}$$

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

$$\text{по условию } I_{пл.вс} = \frac{2 \times S_{тр}}{\sqrt{3} \times U_{ном}} = \frac{2 \times 250}{\sqrt{3} \times 10} = 29 \text{ А.}$$

Принимается предохранители типа ПК-10 с током плавкой вставки 30А.

Шины 0,4 кВ подключаются к трансформатору через выключатель QS2 типа Р2315 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 АЗ114 с номинальным током 100А, током теплового расцепителя 20А, током электромагнитного расцепителя $10I_n$, и током динамической стойкости 15 кА.

$$1. \quad 20\text{А} > 18,4\text{А}; \quad 2. \quad 15\text{кА} > 2,024\text{кА}; \quad 3. \quad \frac{870}{200} = 4,35; \quad 4. \quad \frac{465}{200} = 2,33,$$

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 АЗ000. Тип - трехполюсный АЗ130. 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, $I_{пуск} = 374\text{А}$: $1,2 \cdot I_{пуск} = 1,2 \cdot 374 \leq I_{отс} = 450 \text{ А}$.

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 $I_{отс} = 7 \cdot 16 = 112 \text{ А}$.

Проверка по отключающей способности $I_{отс} = 112 < I_{ПО} = 2,45 \text{ кА}$.

Проверим на соответствие выбранному сечению провода для АППВ-2.5

$$\text{мм}^2: K = \frac{I_T}{I_{\text{дл.доп}}} = \frac{16}{19} = 0,84 < 1.$$

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: $K = \frac{I_T}{I_{\text{дл.доп}}} = \frac{15}{19} = 0,78 < 1.$

Токовая отсечка имеет ток срабатывания $I_{отс} = 7 \cdot 15 = 105 \text{ А}$.

Проверка автоматических выключателей по чувствительности к токам однофазного КЗ

Проверка выполняется с использованием формулы

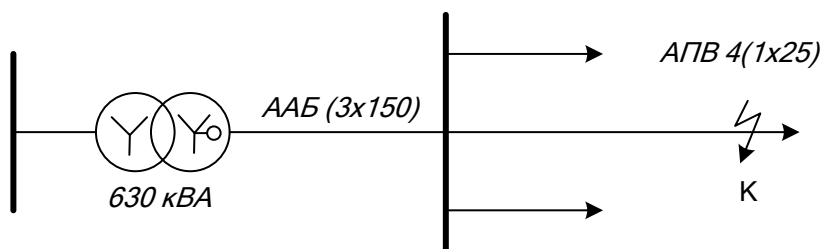
$$I_k^{(1)} = \frac{I}{\sum_1^n \frac{K' \Delta U_a}{100 \cdot I_{pmax}} + \frac{z'_T}{3U_\phi}},$$

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.

$$\Delta U_a = \frac{I_{pmax} \cdot r_{\phi o} \cdot L \cdot \cos \varphi \cdot 100}{U_\phi},$$

L - длина участка линии, км; $r_{\phi o}$ - 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
$$I_k^{(1)} = \frac{1}{\frac{6.67 \cdot 1.86}{100 \cdot 289.3} + \frac{2.67 \cdot 1.2}{100 \cdot 59} + 0.19 \cdot 10^{-3}} = 861 \text{ А}.$$

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.

$$I_{НОМ} = 200 \text{ А} > I_{пр.дон} = 190 \text{ А}; I_{ОТКЛ} = 11 \text{ кА} > I_{оп} = 7,46 > 3I_{пл.вст} = 0,6 \text{ кА}.$$

Проверка по пусковому току выполняется:

$$1,2 \cdot I_{\text{пуск}} = 1,2 \cdot 374 = 450 \leq I_{\text{пл.вст}} = 600 \text{ А}.$$

Предохранители ПР2-15 на токи 6-10-15 А с предельным током отключения 8 кА можно установить в этажных щитках.

$$I_{\text{откл}} = 8 \text{ кА} > I_{\text{оп}} = 2,45 > 3 I_{\text{пл.вст}} = 45 \text{ А}.$$

Проверка на соответствие выбранному сечению кабеля для АППВ-4 мм²

$$K = \frac{I_T}{I_{\text{дл.дон}}} = \frac{15}{46} = 0,33 < 1. \quad K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{рас}}} \geq 3,$$

где $I_{\text{к}}^{(1)}$ - ток однофазного к.з. на шинах ТП, А; $I_{\text{рас}}$ - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А.

Для ТП расчет приводится ниже

$$I_{\text{рас.мах}} = \frac{496}{\sqrt{3 \cdot 0,4}} = 716 \text{ А} \quad \text{при } I_{\text{ном АВ}} = 800 \text{ А}.$$

Кратность срабатывания пр к.з. равна 4, тогда $\frac{11760}{4 \cdot 800} = 3,7 > 3$. Условие

выполняется.

На межсекционном автоматическом выключателе

$$I_{\text{рмах}} = 358 \text{ А}, \quad I_{\text{ном АВ}} = 400 \text{ А}; \quad \frac{11760}{8 \cdot 400} = 3,7 > 3.$$

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 $I_{\text{срэл}} \geq I_{\text{пик}} \cdot \kappa$,

где $\kappa = 1,25$ – кратность тока, $I_{\text{пик}}$ - максимальный кратковременный пиковый ток, А.

$I_{\text{пик}}$ рассчитывается при пуске насоса и двигателей лифтов при нормальной работе остальных электроприемников $I_{\text{пик}} = I_{\text{рмах}} + (K_n - 1) I_{\text{махном}}$,

где K_n - коэффициент пуска двигателей насоса; $I_{\max \text{ ном}}$ - номинальный максимальный ток линии, питающей наибольшую нагрузку, А.

Ток срабатывания выключателя $I_{\text{ср.эл}} = 10 I_{\text{рам}}$.

Производится проверка для автоматов:

$$I_n = 496 + (5 - 1) \cdot 374 = 1992 \text{ А}; I_{\text{ср.эл}} = 4 \cdot 800 = 3200 \text{ А}.$$

Проверка условия 1): $3200 \text{ А} \geq 1992 \cdot 1,25 = 2490 \text{ А}$.

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: $\frac{I_{\text{рас}} \cdot 100}{I_\delta} \leq 125$,

где $I_{\text{рас}}$ - 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.

$$I_{\text{р max}} = 157,3 \text{ А}, I_\delta = 165 \text{ А}.$$

По этому току выбирается выключатель типа ВА-52-35,

$$I_{\text{ном АВ}} = 160 \text{ А}, I_{\text{ном рас}} = 160 \text{ А}.$$

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:

$$K \cdot I_{\text{рас}} \leq I_\kappa^{(3)}.$$

Поскольку $10 \cdot 160 = 1600 \text{ А} < 10140 \text{ А}$, то условие выполняется.

На отходящих линиях устанавливается трансформатор тока типа ТЗЛ.

10 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 $I_c = \frac{KU_{\text{л}}\ell_K}{10}$,

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли, $K = 1.25 - 1.35$; ℓ_K – суммарная длина кабельных линий.

$$\text{Для воздушных участков сети } I_c = \frac{U_{\text{л}}\ell_B}{350},$$

где ℓ_B – суммарная длина воздушных ЛЭП.

Мощность реактора определяется произведением емкостного тока на фазное напряжение сети и округляется до ближайшего стандартного значения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение приводится краткая характеристика разработанной системы электроснабжения жилого района (сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок) с точки зрения надежности и эффективности электроснабжения потребителей качественной электроэнергией.

Дается оценка экономичности принятых решений и приводятся основные технико-экономические показатели и характеристики курсового проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

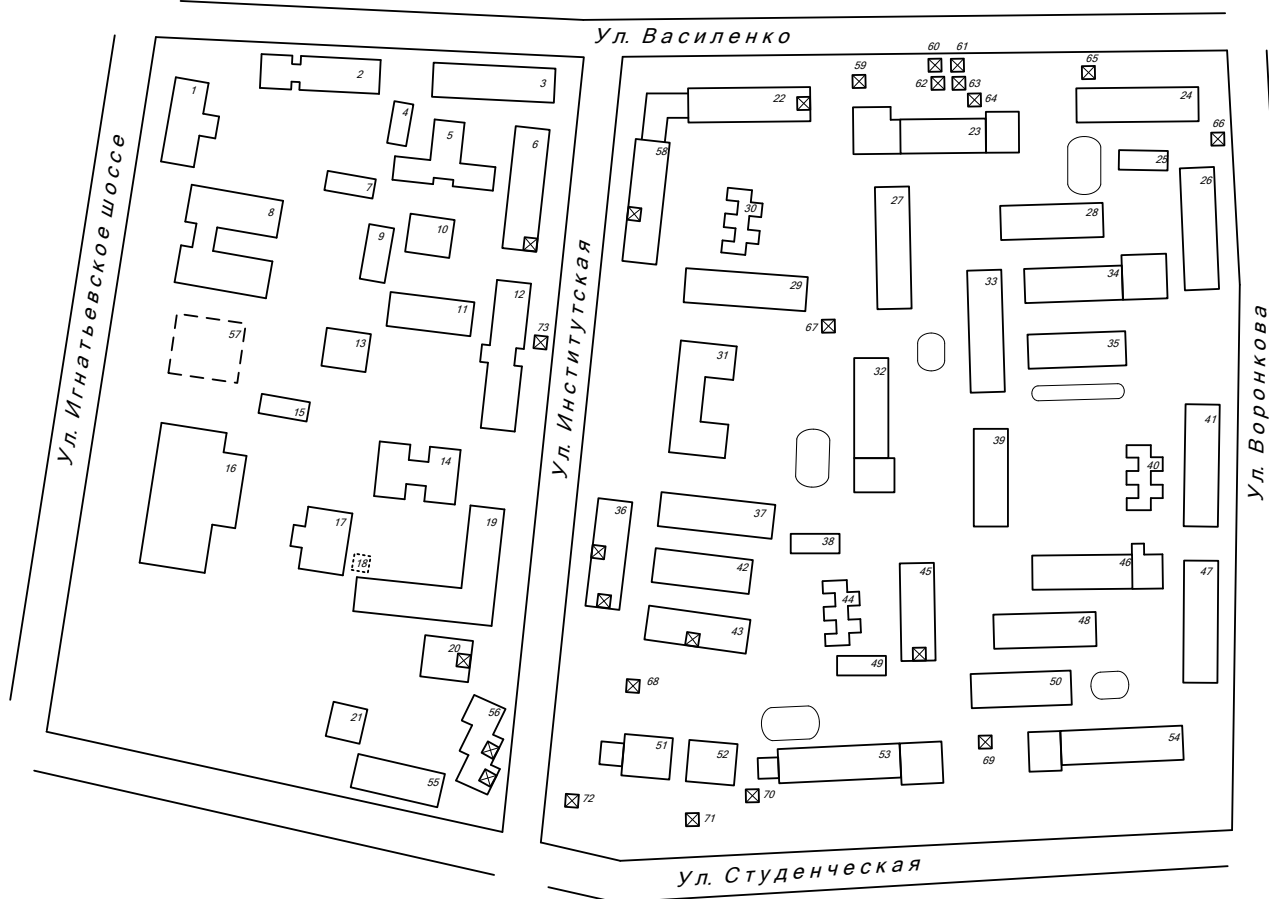
1. Кудрин Б.И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. : рек. УМО / Б. И. Кудрин. – М.: Издат. центр Академия, 2011. - 352 с.
2. Основы современной энергетики. Часть 2. Современная электроэнергетика : Учеб. : рек. Мин. обр. РФ/ под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 632 с.
3. Фортов, В. Е. Энергетика в современном мире [Текст] / В. Е. Фортов, О. С. Попель. - Долгопрудный : Интеллект, 2011. - 168 с.
4. Электроснабжение городов: учеб.-метод. комплекс для спец. 140211 - Электроснабжение / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Ю. В. Мясоедов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 456 с.
5. Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова. - 2-е изд., испр. - СПб. : Лань, 2011. - 192 с.
6. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 745 с.
7. Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование : справ./ И. И. Алиев. -М.: Высш. шк., 2010. -1199 с.
8. Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 3-е изд. - Ростов н/Д : Феникс, 2009. - 493 с. : ил. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.
9. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д. Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2009. - 391 с.
10. Мясоедов Ю.В. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. пособие: рек. ДВ РУМЦ / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева, 2007. - 192 с.
11. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения : справ.: учеб. пособие: рек. УМО / Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА - М, 2006. - 480 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 473 .
12. Балаков, Юрий Николаевич. Проектирование схем электроустановок: учеб. пособие: доп. УМО / Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 288 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 286 .
13. Гремяков, Андрей Андреевич. Автоматизация расчетов систем электроснабжения: лаборатор. практикум: учеб. пособие / А. А. Гремяков. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 47 с. : рис., табл.
14. 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. - 8-е изд., испр. и доп. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2002. Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. - 2002. - 964 с.
15. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов : Учеб. пособие/ Е.А.Конюхова. - М.: Мастерство, 2002. -319 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Пример задания

Для выбранного района города (поселка) и на основе экспликации зданий и сооружений (либо таблицы нагрузок двенадцати трансформаторных подстанций) разработать систему электроснабжения района.

План застройки жилого района города или сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок



Таблицы нагрузок двенадцати трансформаторных подстанций

| № п.п. | Наименование объекта | Номер шифра | Дневной максимум | | | Вечерний максимум | | | Категория надёжности |
|-----------|-------------------------|----------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------------|
| | | | P_{∂} , кВт | Q_{∂} , квар | S_{∂} , кВА | $P_{в}$, кВт | $Q_{в}$, квар | $S_{в}$, кВА | |
| ТП-1 | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| ... | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| ТП-12 | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

Экспликация зданий и сооружений

| Наименование | № на плане | К-во квартир, Площадь, м ² , Посещение | Лифты |
|---|--|--|-------|
| 9 этажей / встроенный магазин | 20 | 72 / 50 | 2 |
| 9 этажей | 21 | 36 | 1 |
| 9 этажей | 55 | 108 | 3 |
| 9 этажей / встроенный магазин / клуб | 51 | 72/100/20 чел. | 2 |
| 9 этажей | 52 | 72 | 2 |
| 5 этажей / встроенный магазин | 6 | 110 / 40 | |
| 5 этажей | 10 | 32 | |
| 5 этажей / встроенная аптека | 22 | 110 / 50 | |
| 5 этажей/встроенный магазин/магазин/парикмахерская | 58 | 110/50/200/2 | |
| 5 этажей / встроенный магазин/ магазин | 23 | 60/200/150 | |
| 5 этажей | 3, 24, 26, 27 | 110 | |
| 5 этажей | 28, 42 | 89 | |
| 5 этажей | 29, 37, 41 | 110 | |
| 5 этажей/встроенная контора | 32 | 89/900 | |
| 5 этажей | 33 | 109 | |
| 5 этажей/встроенный магазин | 34 | 90/180 | |
| 5 этажей | 35 | 90 | |
| 5 этажей/встроенный магазин/ магазин | 36 | 110/80/30 | |
| 5 этажей | 39, 48, 50 | 89 | |
| 5 этажей/встроенный парикмахерская | 43 | 89/30 | |
| 5 этажей/встроенный магазин | 45 | 89/40 | |
| 5 этажей/встроенный магазин | 46 | 60/250 | |
| 5 этажей | 47 | 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, 4, 25 | 10 шт. | |
| Гаражи | 9, 38, 49 | 8 шт. | |
| Гараж АмГУ | 15 | 12 шт. | |
| Киоск | 58-72 | | |
| Электрифицированный городской транспорт (троллейбус) | Протяженность контактной сети – 3000 м | | |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Примерное содержание пояснительной записки

Введение

1. Краткая характеристика жилого района
2. Расчет электрических нагрузок
 - 2.1. Расчет электрических нагрузок жилых зданий
 - 2.2. Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения
 - 2.3. Расчет электрических нагрузок общественно-коммунальных потребителей
 - 2.4. Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений
 - 2.5. Расчет электрических нагрузок предприятий ЖКХ
 - 2.6. Расчет электрических нагрузок электрифицированного транспорта
 - 2.7. Расчет осветительной нагрузки
 - 2.8. Расчет электрических нагрузок промышленных потребителей
3. Проектирование низковольтного электроснабжения
 - 3.1. Определение места расположения ТП
 - 3.2. Выбор схемы и сечений распределительной сети 0,4 кВ
 - 3.3. Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП
 - 3.4. Выбор числа и мощности ТП. При необходимости с учетом КРМ
 - 3.5. Выбор схемы и конструкции ТП
 - 3.6. Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ
 - 3.7. Определение потерь напряжения
 - 3.8. Расчет сети на потерю напряжения при пуске электродвигателя
4. Проектирование высоковольтного электроснабжения
 - 4.1. Расчет электрических нагрузок в сети высокого напряжения
 - 4.2. Выбор места расположения подстанции. Определение величины высокого напряжения
 - 4.3. Проверка необходимости КРМ на шинах РП (городской ПС). (Выбор числа и мощности силовых трансформаторов)
 - 4.4. Выбор схемы и сечений питающих и распределительных линий
 - 4.5. Определение конструктивных параметров электрической сети
 - 4.6. Определение потерь высокого напряжения в сети (трансформаторе)
 - 4.7. Определение потерь мощности и энергии в сети (трансформаторе)
 - 4.8. Выбор схемы и конструкции РП (городской ПС)
5. Расчет токов КЗ
6. Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения и на воздействие токов КЗ
7. Выбор и проверка электрических аппаратов
8. Релейная защита и автоматика
9. Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор ДГР
10. Определение себестоимости распределения электроэнергии

Заключение

Список литературы

Графическая часть курсового проекта



