

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное агентство по образованию

НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А.

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Рекомендовано к изданию
Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия

НОВОСИБИРСК
2006

Рецензенты: д.т.н., профессор Манусов В.З., к.т.н., доцент Левин В.М.

Работа подготовлена на кафедре Систем электроснабжения предприятий

Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А.

Системы электроснабжения: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 154 с.

Илл. 67, список лит. 16 наименований

В пособии рассмотрена классификация электрических приемников и потребителей электроэнергии, приведена обобщенная структура системы электроснабжения, анализируются типовые схемные решения всех её звеньев: центра электрического питания; высоковольтной распределительной сети; трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ; низковольтной распределительной сети. Излагаются методы оценки электрических нагрузок и выбора элементов системы электроснабжения.

Учебное пособие предназначено для студентов бакалаврской подготовки по направлению “Электроэнергетика”, а также может быть полезно студентам вузов и инженерно-техническим работникам по специальности “Электроснабжение”.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКИ И ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	6
1.1. Электрификация жизнедеятельности человека	6
1.2. Электроприемники и потребители электроэнергии, их классификация.	7
2. ОБОБЩЕННАЯ СТРУКТУРА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ....	17
2.1. Понятие процесса электроснабжения и системы электроснабжения, её место в электроэнергетике	17
2.2. Обобщенная структура системы электроснабжения.....	19
2.3. Роль распределительных пунктов в распределительных сетях, древовидная структура СЭС	24
2.4. Требования, предъявляемые к системам электроснабжения	25
3. СХЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СЭС, ИХ КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ	28
3.1. Центр электрического питания.....	28
3.1.1 Главная понизительная подстанция.....	28
3.1.2 Центральный распределительный пункт.....	34
3.2. Высоковольтная распределительная сеть.....	37
3.3. Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ	53
3.4. Низковольтные распределительные сети	58
3.4.1 Силовые сети	58
3.4.2 Осветительные сети	67
3.4.3 Конструктивное исполнение сетей	74
3.4.4 Распределительные пункты в НВРС	80
4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ	84
4.1. Понятие электрической нагрузки.....	84
4.2. Графики электрических нагрузок, их числовые характеристики	87
4.3. Понятие расчетной нагрузки как эквивалентной по нагреву	89
4.4. Вероятностная модель расчетной нагрузки	94
4.5. Методы определения расчетных нагрузок	97
4.5.1 Метод коэффициента использования и коэффициента максимума (метод упорядоченных диаграмм).....	97
4.5.2 Метод коэффициента спроса	103
4.5.3 Метод удельной плотности нагрузок.....	103
4.5.4 Метод удельного расхода электроэнергии.....	104

4.5.5 Метод прямого расчета группового графика нагрузки.....	104
4.6. Расчет нагрузки электрического освещения	105
4.7. Расчет нагрузки высоковольтных электроприемников	105
4.8. Расчет электрических нагрузок в СЭС промышленных предприятий	106
4.9. Расчет электрических нагрузок жилых зданий.....	107
4.10. Расчет электрических нагрузок общественных зданий.....	108
4.11. Расчет однофазных нагрузок	108
4.12. Пиковые нагрузки	113
4.13. Расчет потерь мощности и электроэнергии в элементах системы электроснабжения	114
5. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	117
5.1. Оценка числа и мощности трансформаторов подстанций, выбор места их установки	117
5.2. Выбор сечения линий электропередачи	123
5.2.1 Выбор сечений проводников по допустимому нагреву.....	124
5.2.2 Выбор сечений проводников по допустимой потере напряжения	126
5.2.3 Выбор сечений по экономической плотности тока.....	130
5.3. Выбор электрических аппаратов	133
5.3.1 Общие сведения	133
5.3.2 Выбор аппаратов напряжением до 1000 В	137
5.4. Проверка оборудования на действия токов коротких замыканий.....	147
5.4.1 Общие сведения	147
5.4.2 Термические и динамические процессы в элементах СЭС	148
5.4.3 Проверка элементов СЭС на действия токов коротких замыканий	150
ЛИТЕРАТУРА	153

ВВЕДЕНИЕ

Электроснабжение, в общем понимании, это процесс производства, преобразования и распределения электрической энергии среди электроприемников электрифицированной жизнедеятельности человека. В настоящее время, когда электрическая энергия проникла во все сферы жизнедеятельности человека и появилась потребность в огромных её количествах, в большинстве случаев производство осуществляется централизованно электроэнергетической системой, которая, по сути, обеспечивает потенциальную возможность получения потребителем электроэнергии. В данной ситуации задачей электроснабжения является передача, преобразование и распределение электроэнергии, которая реализуется так называемой системой электроснабжения.

Указанная сфера жизнедеятельности человека – производство электроэнергии на промышленной основе (в электроэнергетических системах) и доведение её до электроприемников системами электроснабжения, является электроэнергетикой, объединяющей различную собственность технических средств. Системы электроснабжения промышленных потребителей зачастую являются собственностью самих потребителей. В этом случае можно сформировать понятие некоторой типовой структуры системы электроснабжения, имеющей наибольшее распространение в жизни.

В решении вопросов электроснабжения естественно необходимо учитывать особенности потребителя, как совокупности электроприемников: надежность его электроснабжения, территориальное расположение и плотность электрических нагрузок, технологические взаимосвязи между электроприемниками. При этом важное значение играет оценка расчетных электрических нагрузок, которые определяют мощности элементов системы электроснабжения.

1. ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКИ И ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1.1. Электрификация жизнедеятельности человека

Для реализации своей жизнедеятельности в определенных сферах в настоящее время человек использует такие наиболее распространенные виды энергии, как тепловая, механическая, лучистая, химическая. Формально любую жизнедеятельность человека можно представить в виде двухполюсника (рис.1.1), который преобразует вход в выход по определенному закону называемому технологическим процессом.

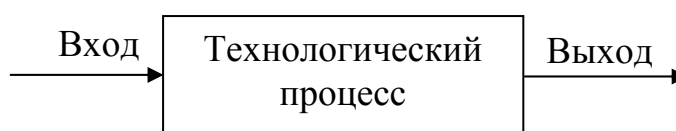


Рис. 1.1. Структура жизнедеятельности человека

Названные выше виды энергии используются для совершения работы в технологическом процессе.

С момента изобретения электричества человечество пришло к выводу, что большинство видов энергии, необходимых для своей жизнедеятельности, целесообразно получать из электрической энергии, путем преобразования её с помощью определенных физических устройств. Эта целесообразность была определена экономическими и экологическими факторами. Указанный процесс получения необходимых видов энергии из электрической получил название электрификации жизнедеятельности человека, а технологический процесс этой деятельности – электрифицированный технологический процесс.

В настоящее время электроэнергия проникла во все сферы жизни: быт, производство, транспорт, сырьевые и перерабатывающие отрасли и т.д. С развитием электрификации появились принципиально новые технологические процессы, определившие современное состояние научно-технического прогресса: электролиз, электрохимия, электротермия. На их

основе развились новые электротехнологические процессы, связанные с получением высококачественной стали, титана, магния, ферросплавов и т.д. Сейчас электротехнология в промышленности – это наиболее энергоемкие процессы.

Развитие силовой электроники и микроэлектроники привели к созданию цифровых технических систем, позволивших перевести управление технологическими процессами на новый уровень – автоматизированного управления и робототехники.

Современная электрификация быта человека привела к совершенно другим, более комфортным условиям жизни.

1.2. Электроприемники и потребители электроэнергии, их классификация

Приемником электрической энергии (электроприемником) называется физическое устройство, получающее электрическую энергию и преобразующее её в другие виды энергии, необходимые для жизнедеятельности человека: механическую, тепловую, лучистую и т.д. Совокупность электроприемников, расположенных на определенной территории и объединенных единством технологического процесса, образует потребителя электроэнергии.

Потребитель электроэнергии – это весьма обобщенное понятие. В зависимости от поставленной задачи при организации электрифицированного быта человека примерами потребителя электроэнергии могут быть квартира, подъезд дома, дом, жилой микрорайон, город и т.д. А при организации электрифицированного производства примерами потребителя электроэнергии могут быть производственный участок, цех, производственный корпус, предприятие.

При решении задач электроснабжения электроприемников и потребителей электроэнергии целесообразно проведение их классификации, т.е. объединение в группы по таким признакам, которые в дальнейшем будут определяющими при принятии схемных решений электрических сетей и

мощности их элементов. Этими признаками являются: величина напряжения, род тока, величина мощности электроприемника, число фаз, режим работы, категория по надежности электроснабжения, характер преобразования электроэнергии.

По величине напряжения различают потребители и электроприемники до 1000 В и выше 1000 В. Величина напряжения 1000 В – весьма условная граница деления указанных объектов на группы. Она связана с формированием правил устройства электроустановок и правил обеспечения электробезопасности при их обслуживании, в условиях постоянного стремления человека повысить напряжение на зажимах электроприемников для повышения технико-экономической эффективности электрификации и электроснабжения.

По роду тока различают электроприемники переменного тока промышленной частоты (50 Гц), переменного тока повышенной или пониженной частоты и постоянного тока. Промышленная частота это частота, на которой производится электроэнергия в электроэнергетической системе как централизованном источнике. Необходимость изменения указанных параметров электроэнергии вызвана повышением эффективности электрификации технологических процессов, вследствие применения новых технологий, необходимости более плавного изменения и получения большего диапазона регулирования скорости вращения производственных механизмов и т.д.

По величине мощности электроприемники целесообразно разделить на три группы: малой мощности – единицы киловатт, средней мощности – десятки киловатт, большой мощности – сотни киловатт. Подобная классификация, в таком простейшем понимании, несет в себе информацию о габаритах и массе электроприемника, о мощностях элементов электрической сети, к которой его необходимо будет подключать.

По числу фаз различают трехфазные и однофазные электроприемники. Электроприемники на напряжение выше 1000 В, а это электроприемники

генераторного напряжения, всегда выполняются трехфазными, так как они являются электроприемниками большой мощности. Электроприемники на напряжение до 1000 В могут быть трехфазными или однофазными, рассчитанными на фазное или линейное напряжение.

Режимами работы электроприемников являются: длительный, кратковременный, повторно-кратковременный.

Длительный – это такой режим, когда электроприемник, включенный в работу, нагревается до установившейся температуры. Если нагрузка электроприемника равна его паспортной величине, то, работая в этом режиме, он нагреется до его длительно допустимой температуры.

Кратковременный – это такой режим, когда электроприемник, включенный в работу, не нагревается до установившейся температуры, а при отключении охлаждается до температуры окружающей среды. Работая в этом режиме при паспортной нагрузке, электроприемник не нагревается до длительно допустимой температуры.

Повторно-кратковременный – это такой режим, когда рабочие периоды t_p чередуются с периодами пауз t_n . При этом нагрев в рабочих периодах не превосходит установившейся температуры для длительного режима работы при данной нагрузке электроприемника, а охлаждение в периодах пауз не достигает температуры окружающей среды. Данный режим является промежуточным между длительным и кратковременным. При увеличении t_p он стремится к длительному режиму, а при увеличении t_n – к кратковременному. При оценке расчетных нагрузок в задачах проектирования систем электроснабжения этот режим представляется числовой характеристикой – коэффициентом продолжительности включения $ПВ$, который рассчитывается по выражению

$$ПВ = \frac{t_p}{t_p + t_n} 100\% . \quad (1.1)$$

На промышленных предприятиях в длительном режиме работают электроприводы основных технологических агрегатов и механизмов,

вентиляторов, насосов, компрессоров и т.д., всевозможные нагревательные установки, электрические печи и электрическое освещение. В кратковременном режиме работает подавляющее большинство электроприводов вспомогательных механизмов, а также механизмов для открывания фрамуг, гидравлических затворов, всякого рода заслонок, задвижек и т.п. В повторно-кратковременном режиме работают электроприводы мостовых кранов, тельферов, подъемников и аналогичных им установок, а также сварочные аппараты.

По надежности электроснабжения все электроприемники и потребители электроэнергии делятся на первую, вторую и третью категории.

Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется *особая группа электроприемников*, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. Здесь под независимостью источников питания подразумевается то, что нарушение работы одного из источников не приводит к нарушению работы другого.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п.

Электроприемники второй категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для них при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады, но не более 2 часов.

Электроприемники третьей категории – все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий. Для них электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

По характеру преобразования электроэнергии электроприемники подразделяют на электроприводы, осветительные и облучательные установки, электротехнологические установки, цифровые технические системы.

Электроприводы (ЭП) – это электроприемники, преобразующие электрическую энергию в механическую. В зависимости от типа двигателя,

как непосредственного преобразователя электроэнергии, различают асинхронный электропривод, синхронный электропривод и привод постоянного тока. Обобщенная структура электропривода как электроприемника представлена на рис.1.2.

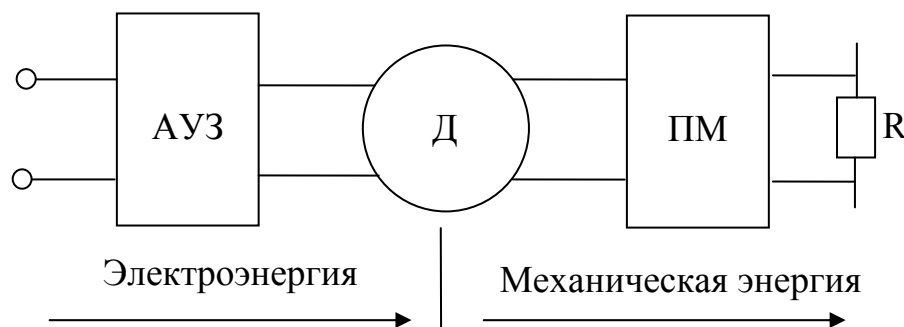


Рис.1.2. Обобщенная структура электропривода

Аппаратура управления и защиты (АУЗ) реализует управление потоком электрической энергии и изменение её параметров. Двигатель (Д) преобразует электрическую энергию в механическую, а передаточный механизм (ПМ) позволяет осуществить управление потоком механической энергии. Элемент R моделирует элементарную операцию технологического процесса, в которой совершается работа с использованием механической энергии, получаемой с помощью электропривода.

Осветительные и облучательные установки преобразуют электрическую энергию в лучистую различного спектра. Если это видимый спектр, то данные установки называют осветительными, которые используются для выполнения зрительных действий человека. Инфракрасные излучения характеризуются большой проникающей способностью в ткани и оказывают на них тепловое воздействие. Ультрафиолетовое излучение в основном используется как фактор бактерицидного воздействия на вредные микроорганизмы. Структура осветительных и облучательных установок представлена на рис.1.3.

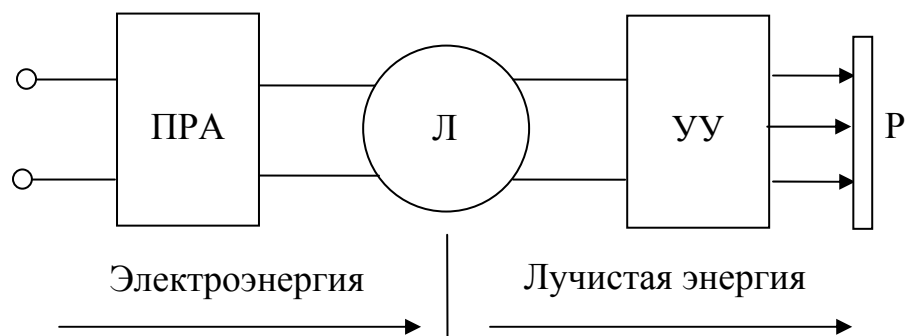


Рис.1.3. Структура осветительных и облучательных установок

Пускорегулирующая аппаратура (ПРА) позволяет осуществить управление потоком электрической энергии, лампа (Л) преобразует её в лучистую, а устройство управления (УУ) реализует управление потоком лучистой энергии. Элемент Р моделирует рабочую поверхность, которая подвержена воздействию лучистой энергии.

Электротехнологические установки (ЭТУ) преобразуют электрическую энергию главным образом в тепловую энергию различных параметров, а также химическую. Низкотемпературная тепловая энергия используется для обогрева, среднетемпературная – в процессе обработки металлических изделий, а высокотемпературная – для сварки и плавки. В целом в понятие «электротехнология» включают следующие технологические процессы:

- Электротермические процессы, в которых используется превращение электроэнергии в тепловую энергию для нагрева материалов и изделий для изменения их свойств или формы, а также для их плавления или испарения;
- Электросварочные процессы, в которых получаемая из электрической энергии тепловая энергия используется для быстрого местного нагрева тел с целью их «сваривания»;
- Электрохимические методы обработки и получения материалов, при которых с помощью электрической энергии в жидкой среде

осуществляется электролиз, гальванотехника, анодная электрохимическая обработка;

- Электрофизические методы обработки материалов, в которых электроэнергия превращается как в механическую, так и в тепловую (электроэрозионная, ультразвуковая, магнитоимпульсная, электровзрывная);
- Аэрозольная технология, при которой энергия электрического поля используется для направленного перемещения мелких частиц вещества, взвешенных в газовом потоке (например, окраска автомобилей или других изделий).

Все перечисленные электротехнологические процессы реализуются в электротехнологических установках, которые можно условно разделить на следующие три основных вида:

- Электрические плавильные и термические установки (электрические печи сопротивления, установки индукционного и диэлектрического нагрева, дуговые электрические печи и установки);
- Установки электрической сварки (установки дуговой электросварки, установки и машины контактной сварки);
- Электролизеры и установки электрохимической и электрофизической обработки материалов.

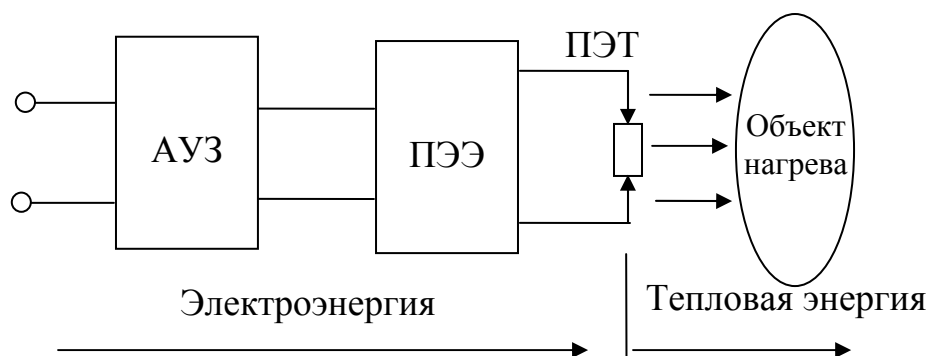


Рис.1.4. Структура электрических плавильных и термических установок

На рис.1.4. приведена обобщенная структура плавильных и термических установок: АУЗ – аппаратура управления и защиты, обеспечивающая защиту установки от аварийных и ненормальных режимов и регулирование параметров технологического процесса; ПЭЭ – преобразователь параметров электроэнергии (напряжения, величины, частоты тока и др.); ПЭТ – узел нагрева установки (преобразователь электроэнергии в тепловую энергию).

Параметры электроэнергии, поступающей в узел ПЭТ, определяются требованиями технологического процесса и обеспечиваются узлом ПЭЭ. Например, для индукционного нагрева деталей под ковку и штамповку используется частота 2500 Гц, выдаваемая преобразователем частоты.

Диапазон электрической мощности электротехнологических установок очень широк: от единиц до десятков тысяч кВт, причем многие из них создают серьезные проблемы в их электроснабжении. Например, дуговые сталеплавильные печи и установки дуговой электросварки являются источниками колебаний и несинусоидальности напряжения, которые ухудшают качество напряжения в электрических сетях.

Аналогичны вышерассмотренной обобщенные структуры электросварочных установок, а также установок электрохимической и электрофизической обработки материалов.

Специфическими электроприемниками являются, так называемые, *цифровые технические системы* (ЦТС). К ним относятся компьютеры, системы автоматического управления и телекоммуникаций, блоки управления металлорежущими станками с цифровым программным управлением и многое другое. Эти потребители отличаются малым электропотреблением. Однако вопросы обеспечения их устойчивой и надежной работы являются чрезвычайно значимыми. При сбоях в их нормальной работе может возникать большой ущерб, вызванный расстройством технологического процесса или его полной аварийной остановкой. На первый план здесь выдвигаются вопросы обеспечения

электромагнитной совместимости и устойчивости работы этих потребителей. В логических цепях ЦТС используются чрезвычайно малые сигналы: токи – миллионные доли ампера, напряжения – единицы вольт, а различные процессы в питающей сети сопровождаются токами в кА, напряжениями в сотни и тысячи В и частотой до 20 МГц. Поэтому требуются специальные меры по предотвращению проникновения помех из сети электропитания в логические цепи ЦТС.

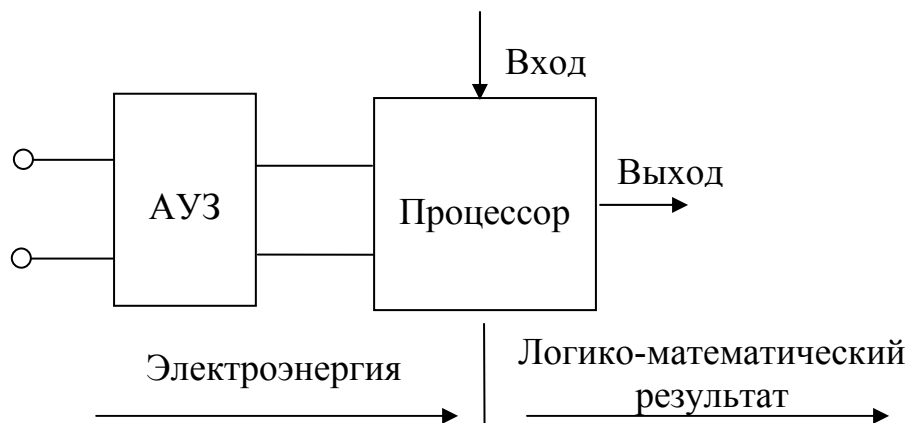


Рис.1.5. Структура цифровых технических систем

На рис.1.5. приведена структура цифровых технических систем: АУЗ – аппаратура управления и защиты; Процессор – устройство, реализующее логические и математические операции по обработке исходной информации.

2. ОБОБЩЕННАЯ СТРУКТУРА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Понятие процесса электроснабжения и системы электроснабжения, её место в электроэнергетике

Электроснабжение – это процесс поставки электроэнергии для электрифицированной жизнедеятельности человека. При этом её необходимо, как минимум, выработать, передать и распределить среди электроприемников. Этот процесс реализуется совокупностью электротехнических устройств, называемых автономной системой электроснабжения, если в собственности её имеется источник электроэнергии.

В настоящее время производство электроэнергии целесообразно осуществлять на высокотехнологичных установках, работающих в общей электрической сети, соединяющих их между собой. Такое административно-техническое образование называется *электроэнергетической системой* (ЭЭС), которую при электроснабжении потребителей называют централизованным источником электроэнергии. В электроэнергетической системе, обслуживающей большие территории электрифицированной жизнедеятельности человека, невозможно обойтись без преобразования электрической энергии на более высокие напряжения для её передачи на относительно большие расстояния. Это позволяет повысить предел передаваемой мощности и снизить потери электроэнергии в линиях электропередачи.

Зачастую в этих условиях доведение электроэнергии до электроприемников возлагается на систему электроснабжения (СЭС), которая по определенным причинам находится в собственности потребителя.

Приведенная взаимосвязанная сфера жизнедеятельности человека, направленная на производство электроэнергии в больших количествах, её преобразование, передачу и распределение среди электроприемников, называется *электроэнергетикой*, структурная схема которой представлена на рис.2.1.

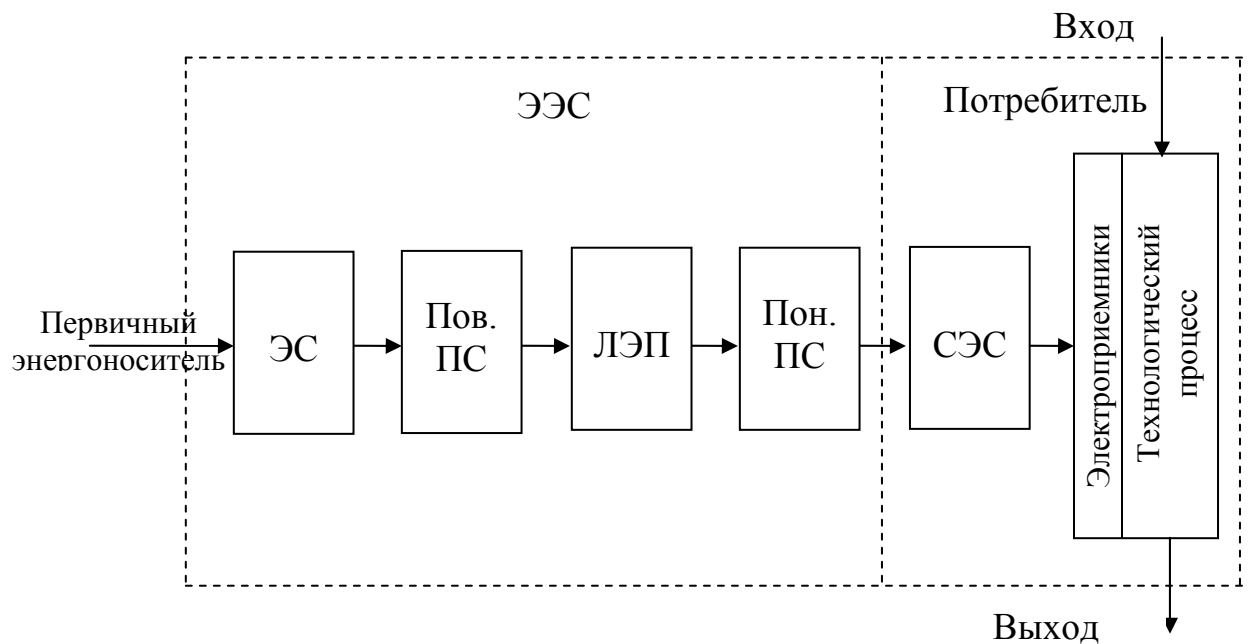


Рис.2.1. Структурная схема электроэнергетики:
 ЭС – электрические станции, Пов. ПС – повышающие подстанции, ЛЭП – линии электропередачи, Пон. ПС – понизительные подстанции

Таким образом, от электроэнергетической системы получают электроэнергию множество систем электроснабжения, преобразующих её, передающих и распределяющих среди электроприемников разнообразных структур электрифицированной жизнедеятельности человека, таких как промышленные предприятия, сельское хозяйство, жилищно-коммунальное хозяйство, транспорт, нефтегазодобыча и т.д.

В такой структуре электроэнергетики на электроэнергетическую систему возлагается задача обеспечения потенциальной способности производства электроэнергии тогда, когда это условие создаст потребитель.

Следовательно, в рассмотренных условиях, *систему электроснабжения* можно определить как совокупность электротехнических устройств (трансформаторов, линий электропередачи, электрических аппаратов, сборных шин), предназначенных для преобразования, передачи и распределения электроэнергии среди электроприемников электрифицированной жизнедеятельности человека.

2.2. Обобщенная структура системы электроснабжения

Структуры систем электроснабжения имеют некоторое разнообразие, которое определяется характером потребителя и источника электроэнергии, а также степенью удаленности их друг от друга. Тем не менее, возможно представить некую обобщенную структуру СЭС, показанную на рис.2.2.

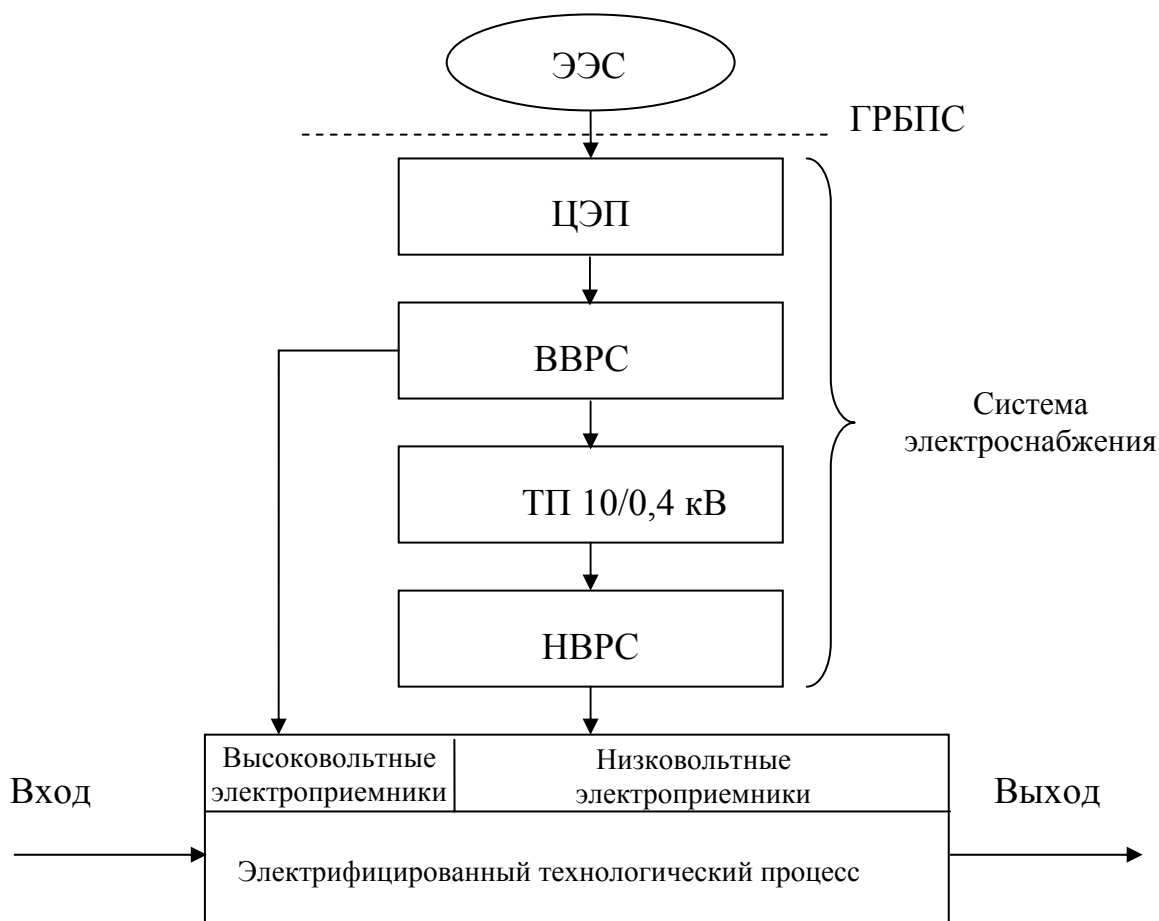


Рис.2.2. Обобщенная структура СЭС

Центром электрического питания (ЦЭП) может быть главная понизительная подстанция (ГПП), если электроэнергия от ЭЭС передается на напряжении 35, 110, 220 кВ, или центральный распределительный пункт (ЦРП), если электроэнергия передается на напряжении 10 кВ. Главная понизительная подстанция выполняет две функции: преобразует электроэнергию на напряжение 10 кВ и распределяет электроэнергию в

высоковольтную распределительную сеть. Центральный распределительный пункт выполняет только одну функцию – распределение электроэнергии.

Высоковольтная распределительная сеть (ВВРС) выполняет функцию передачи и распределения электроэнергии от ЦЭП к подстанциям 10/0,4 кВ и высоковольтным электроприемникам (ЭП_в), если таковые имеются у потребителя.

Трансформаторные подстанции (ТП) 10/0,4 кВ преобразуют электроэнергию, полученную от ВВРС, на напряжение 0,4 кВ и распределяют её в низковольтную распределительную сеть.

Низковольтная распределительная сеть (НВРС) выполняет функцию передачи и распределения электроэнергии среди наибольшего количества электроприемников у потребителя на напряжение 380/220 В.

Из электроэнергетической системы, как централизованного источника питания, система электроснабжения потребителя может получать электроэнергию несколькими вариантами. Это может быть линия электропередачи 10, 35, 110 или 220 кВ, приходящая от трансформаторной подстанции районной энергосистемы (РТП), или отпайка от проходящей мимо потребителя воздушной линии электропередачи 110, 220 кВ, соединяющей между собой подстанции энергосистемы, или линия электропередачи, приходящая с распределительного устройства генераторного напряжения электрической станции. При этом в договоре между ЭЭС, как энергоснабжающей организацией, и потребителем указывается точка электрической сети, разделяющая собственность – граница раздела балансовой принадлежности сетей (ГРБПС).

Иногда совокупность электротехнических устройств, относящихся к системе электроснабжения потребителя, называют *системой внутреннего электроснабжения*, а часть сети энергосистемы, обеспечивающую передачу электроэнергии к центру электрического питания СЭС от точки присоединения к ЭЭС, – *системой внешнего электроснабжения*.

При высокой плотности нагрузки электрифицированного технологического процесса предприятия его электроснабжение может быть реализовано по принципу глубокого ввода, когда электроэнергия из энергосистемы на напряжении 35 кВ и выше доводится до подстанций глубокого ввода (ПГВ), задача которых состоит в исключении одной или нескольких ступеней трансформации, чем существенно сокращаются потери электроэнергии. Подстанции глубокого ввода могут исключить в системе электроснабжения центр электрического питания, либо могут реализовываться совместно с ним.

В общем случае проектирование систем электроснабжения базируется на следующих принципах их построения:

1. Питание от электроэнергетических систем, как централизованных источников энергии, что обеспечивает более высокую надежность электроснабжения, лучшее качество электроэнергии и меньшие затраты в сравнении с автономными системами электроснабжения;
2. Электроснабжение нескольких потребителей (различной ведомственной принадлежности и различных форм собственности), что приводит к формированию так называемых субабонентов и к появлению дополнительных границ раздела балансовой принадлежности электрических сетей;
3. Взаимное резервирование элементов СЭС, что обеспечивает повышение надежности электроснабжения;
4. Автоматическая защита всех без исключения элементов СЭС, что обеспечивает необходимый уровень безопасности и надежности электроснабжения;
5. Применение закрытого и защищенного от случайного или несанкционированного доступа электрооборудования, которое обеспечивает повышение безопасности и надежности электроснабжения;

6. Повсеместное применение комплектного электрооборудования (КРУ, КСО, КТП, ШМА, ШРА и т.п.), что повышает безопасность, надежность и экономичность СЭС;
7. Централизация управления и его автоматизация, приводящие к более высокой эффективности функционирования системы электроснабжения.

При проектировании и эксплуатации СЭС, как электроэнергетических объектов, также необходимо учитывать и их особенности, заключающиеся в следующем:

1. В непосредственной близости от низковольтного электротехнического оборудования находится большое количество людей, не имеющих специального образования (не электротехнический персонал). К ним относятся многочисленные рабочие в цехах промышленных предприятий, жители городов и поселков и другие. Эта особенность определяет главное требование к СЭС – обеспечение безопасности не только обслуживающего персонала, но и людей, которые подчас недостаточно полно осознают опасность близости элементов электрических сетей и электроустановок;
2. Большая часть электроэнергии потребляется на низком напряжении, поэтому наибольшее количество проводникового материала (медь, алюминий) сосредоточено в НВРС и низковольтном электрооборудовании;
3. По характеру преобразования электроэнергии, принципам работы, потребляемой мощности, влиянию на работу электрической сети электроприемники отличаются большим разнообразием. Поэтому, для обеспечения эффективной работы всей совокупности электроприемников и элементов СЭС, представляющих единое целое в процессе преобразования, передачи, распределения и потребления электроэнергии, специалистам в области систем

электроснабжения необходимо также глубокое и всестороннее изучение этих электроприемников, включая их ненормальные и аварийные режимы;

4. Из-за специфических особенностей работы технологического оборудования среда внутри производственных помещений может быть весьма разнообразной (нормальной, пожаро- или взрывоопасной, опасной по условию коррозии). Поэтому часто возникают проблемы обеспечения совместимости электротехнического оборудования со средой, в которой они размещаются. Среда в производственном помещении не должна оказывать мешающего влияния на работу электротехнического оборудования (порчу изоляции, сокращения срока службы и т.д.) и, наоборот, работа электротехнического оборудования не должна вызывать вредные и опасные явления в окружающей среде (пожары, взрывы и др.);
5. Плотность нагрузок различных потребителей электроэнергии сильно различается, что приводит к большому разнообразию схемно-конструктивных решений и видов используемого электротехнического оборудования в СЭС.

Указанные особенности систем электроснабжения и принципы их построения придают конкретной СЭС те или иные характерные черты проектных решений и виды конструктивного исполнения. Например, в низковольтных распределительных сетях систем электроснабжения промышленных предприятий широко применяются шинопроводы, в электрических сетях сельскохозяйственных районов – воздушные линии электропередачи, в городских – кабельные и др. По этим причинам из всего имеющегося многообразия СЭС принято выделять три характерные разновидности: электроснабжение промышленных предприятий, электроснабжение городов и электроснабжение сельскохозяйственных районов.

Система электроснабжения определяется также технологией электрифицированного процесса потребителя, его планировкой и строительной частью, ростом технологических мощностей и расширением.

Принимая во внимание вышеприведенные факторы, система электроснабжения может быть выполнена несколькими вариантами, из которых выбирается оптимальный по условиям технико-экономических критериев, учитывающих надежность электроснабжения, качество доводимой до электроприемников энергии, экономичность функционирования, удобство и безопасность эксплуатации, возможность применения прогрессивных методов электромонтажных работ.

2.3. Роль распределительных пунктов в распределительных сетях, древовидная структура СЭС

Причиной появления распределительных пунктов (РП) в электрических сетях систем электроснабжения является необходимость в создании дополнительного уровня распределения электроэнергии, вызванная большим количеством узлов, до которых необходимо довести электроэнергию, а в высоковольтных распределительных сетях – ещё и наличием высоковольтных электроприемников у потребителя. Распределительные пункты позволяют при прочих равных условиях уменьшить количество отходящих линий электропередачи с распределительных устройств, от которых начинаются электрические сети, – это распределительное устройство 10 кВ центра электрического питания, с которого начинается высоковольтная распределительная сеть, и распределительное устройство 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ для низковольтной распределительной сети. Указанное схемное решение СЭС повышает надежность и экономичность её функционирования.

С учетом распределительных пунктов в распределительных сетях системы электроснабжения её вышерассмотренную структуру можно представить в виде древо-схемы, которая наглядно представляет процесс потока электрической энергии к электроприемникам электрифицированного

технологического процесса (рис.2.3). Очевидно, что в общем случае уровнями распределения электрической энергии в системе электроснабжения являются: центр электрического питания (ЦЭП); распределительные пункты 10 кВ в высоковольтной распределительной сети; трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ; распределительные пункты 0,38 кВ в низковольтной распределительной сети.

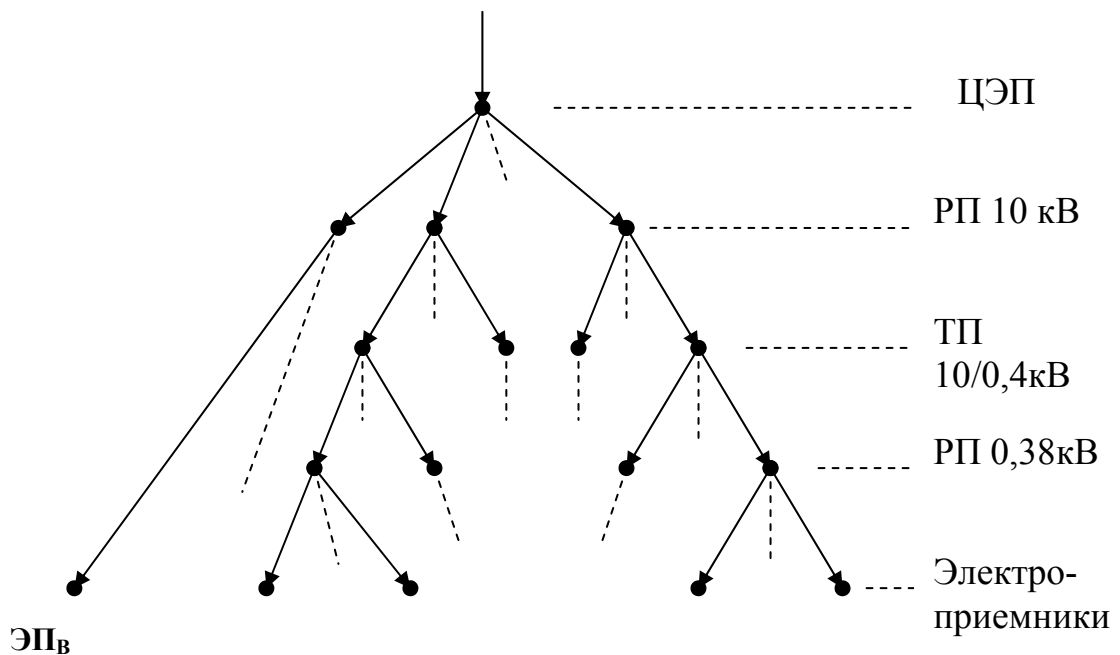


Рис.2.3. Дерево-схема системы электроснабжения

2.4. Требования, предъявляемые к системам электроснабжения

Анализ перечисленных особенностей СЭС позволяет сформулировать следующие основные требования, предъявляемые к ним:

- **Безопасность.** Системы электроснабжения и все без исключения их элементы (включая электроприемники) должны быть построены и выполнены таким образом, чтобы они не создавали какой-либо опасности для жизни и здоровья людей (рабочих в цехах промпредприятий, жителей городов и сел, работников животноводческих ферм и др.);

- *Экологичность.* В различных режимах (нормальных, аварийных) и при проведении различных работ (строительных, монтажных, ремонтно-восстановительных) СЭС и их оборудование не должны вызывать загрязнения окружающей среды;
- *Надежность.* Наиболее высокие требования к надежности СЭС в промышленности. На некоторых предприятиях имеются такие электроприемники, внезапный перерыв электропитания которых может приводить к возникновению опасности для жизни и здоровья людей, например, к взрывам и пожарам. Здесь требования к надежности максимальны. На большинстве предприятий требования к надежности ниже. Но в любом случае необходимый уровень надежности СЭС определяется требуемым уровнем надежности электропитания электроприемников. В соответствии с ПУЭ все электроприемники подразделяются на три категории. Каждая категория формулирует свои требования к надежности;
- *Экономичность.* Для заданного уровня безопасности, надежности и экологичности система электроснабжения должна иметь минимальные затраты на сооружение, монтаж и эксплуатацию;
- *Обеспечение электромагнитной совместимости (ЭМС).* Все элементы системы электроснабжения и электроприемники электрифицированного технологического процесса не должны оказывать друг на друга мешающих воздействий, которые могли бы привести к нарушению их функционирования или к значительному ухудшению их технико-экономических показателей. Например, качество напряжения на зажимах электроприемников в значительной степени определяет эффективность процесса преобразования энергии в электроприемниках, т.е. эффективность работы технологических агрегатов в целом;
- *Возможность развития во времени.* Например, в цехах промышленных предприятий в связи с реконструкцией

технологического процесса возможна перестановка технологического оборудования, что не должно вызывать серьезных перестроек СЭС.

- *Удобство эксплуатации и управления.* Все необходимые свойства СЭС (безопасность, надежность, экономичность и др.) поддерживаются в процессе эксплуатации за счет управления в широком смысле: ремонта, обслуживания, модернизации и др. Системы электроснабжения должны быть приспособлены для проведения таких работ;
- *Эстетичность.* При проектировании и построении систем электроснабжения необходимо учитывать «вписываемость» элементов СЭС в архитектурный облик зданий и сооружений, во внутренний интерьер производственных и других помещений.

3. СХЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СЭС, ИХ КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ

3.1. Центр электрического питания

Структура центра электрического питания системы электроснабжения (пункта приема электроэнергии) и его схема зависят от большого числа факторов, главными из которых являются: величина электрической нагрузки потребителя, особенности его работы и работы отдельных электроприемников, принятые решения о принципах построения и о схеме высоковольтной распределительной сети.

В зависимости от величины питающего напряжения существует два вида центров электрического питания: главная понизительная подстанция (ГПП) и центральный распределительный пункт (ЦРП).

3.1.1 Главная понизительная подстанция

В основу выбора схемных решений подстанции положены следующие принципы:

- Применение простейших схем с минимальным числом выключателей;
- Применение одной системы сборных шин с разделением на секции;
- Применение раздельной работы линий и трансформаторов;
- Применение блочных схем.

Структурно ГПП состоит из трех частей (рис.3.1): распределительное устройство высшего напряжения (РУ ВН), трансформаторы, распределительное устройство низшего напряжения (РУ НН). Если на ГПП есть РУ среднего напряжения, то структура состоит из следующих элементов: РУ ВН, трансформаторы, РУ СН и РУ НН.

РУ ВН
Трансформаторы
РУ НН

Рис.3.1. Структура подстанции с двумя напряжениями

Основной принцип выполнения РУ ВН – упрощение схемы и конструкции с целью удешевления, поэтому оно выполняется без сборных шин по упрощенным схемам, среди которых можно выделить три основных вида: глухое подключение линии электропередачи к трансформатору, упрощенная схема на блоках отделитель-короткозамыкатель, схема с выключателями.

Глухое подключение линии к трансформатору применяется при выполнении питающей сети 35-220 кВ кабельными линиями по радиальной схеме (рис.3.2).

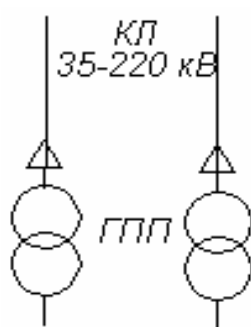


Рис.3.2. Глухое подключение линии к трансформатору

Для обеспечения защиты трансформаторов используется передача отключающего импульса (ОИ) на подстанцию ЭЭС, где линия электропередачи присоединяется к сборным шинам с помощью защитно-коммутационного аппарата. Эта схема отличается повышенной надежностью, вследствие отсутствия дополнительных элементов в последовательной цепочке передачи электроэнергии (отсутствие электрических аппаратов в РУ ВН).

Схема на блоках отделитель-короткозамыкатель является самой распространенной. Существует несколько разновидностей этих схем, одна из которых приведена на рис.3.3.

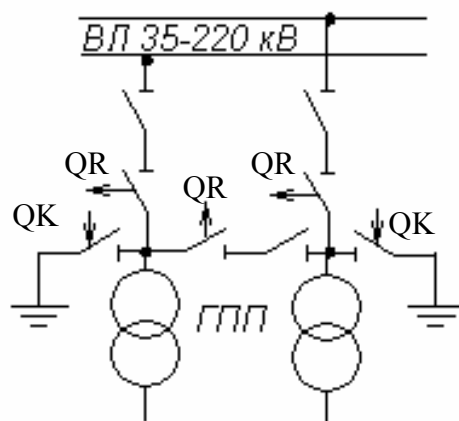


Рис.3.3. Схема ГПП с РУ ВН на блоках отделитель-короткозамыкатель

В ней при повреждении в одном из трансформаторов, защита включает соответствующий короткозамыкатель (QK), который в сетях 35 кВ выполняется двухполюсным, т.к. эти сети работают с изолированной нейтралью, а в сетях 110 или 220 кВ – однополюсным, т.к. эти сети работают с глухозаземленной нейтралью.

Включение короткозамыкателя вызывает искусственное короткое замыкание в питающей электрической сети, которое отключается защитой, установленной на головном участке линии. Головной выключатель линии обеспечивает, таким образом, отключение повреждений не только в линии, но и во всех присоединенных к ней по данной схеме трансформаторах. Во время безтоковой паузы в цикле автоматического повторного включения (АПВ), которым оснащен головной выключатель, отключается отделитель (QR), отделяя поврежденный трансформатор от линии. По окончании безтоковой паузы АПВ напряжение на линии восстанавливается, обеспечивая тем самым электроснабжение остальных потребителей, подключенных к данной линии.

Перемычка между вводами РУ ВН, содержащая отделитель и разъединитель, служит для повышения надежности схемы. Так при плановом или аварийном ремонте одной из питающих линий соответствующий трансформатор получает питание через перемычку. Отделитель в перемычке

подключается к его защите, и работа схемы в этом случае аналогична рассмотренной выше.

Недостатками данной схемы являются невысокая надежность срабатывания короткозамыкателей и отделителей в климатических зонах с интенсивным гололедообразованием и реализация искусственного короткого замыкания.

Схема с высоковольтными выключателями (рис.3.4) имеет более высокую надежность, но и более высокую стоимость.

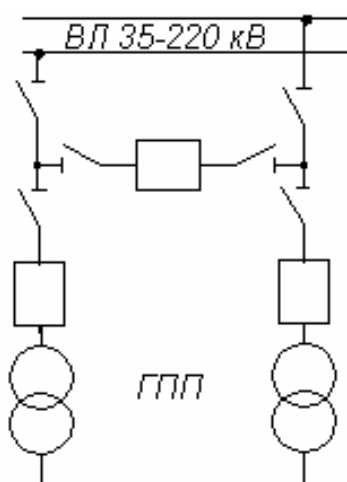


Рис.3.4. Схема ГПП с РУ ВН на выключателях

Если перемычка в РУ ВН выполнена только на разъединителях, то она называется неавтоматической, а если в её составе имеется аппарат, реализующий защитно-коммутационную функцию, то такая перемычка называется автоматической.

Рассмотренные выше схемы распределительных устройств высокого напряжения подстанции являются схемами главных соединений, т.е. соединений таких электротехнических устройств, по которым реализуется поток электрической энергии в направлении от генераторов к электроприемникам. Такими электротехническими устройствами являются: линии электропередачи; трансформаторы; электрические аппараты; сборные шины. Кроме элементов схемы главных соединений распределительного

устройства, в нем находятся и другие элементы, служащие для защиты от перенапряжений (разрядники), получения информации о параметрах режима работы (трансформаторы тока и напряжения), обеспечения безопасности при проведении работ в РУ (заземляющие разъединители), реализации передачи информации и т.п.

Вторая структурная часть ГПП – трансформаторы. Это масляные двухобмоточные, трехобмоточные или с расщепленной вторичной обмоткой трансформаторы, оснащенные устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Трехобмоточные трансформаторы применяются при необходимости иметь в СЭС две ВВРС, например 10 и 6 кВ или 35 и 10 кВ. Расщепление вторичной обмотки трансформаторов используется для уменьшения уровня токов коротких замыканий, т.е. для удешевления электрооборудования РУ НН. Напряжение используемых трансформаторов ГПП 35-220/10(6) кВ, а ряд номинальных мощностей включает следующие значения: 4,0; 6,3; 10; 16; 25; 40; 63; 80 МВА.

Обычно трансформаторы ГПП, как и электрооборудование распределительного устройства высокого напряжения, устанавливаются на открытом воздухе в открытом распределительном устройстве (ОРУ). Исключение составляют лишь такие ситуации, когда этого не позволяет среда (сильная запыленность, опасные по коррозии выбросы и другое), что значительно удорожает установку электрооборудования. При компоновке подстанции также необходимо учитывать направление подходящих линий электропередачи, расположение подъездных дорог, рельеф и геологию местности и т.д.

Трансформаторы на территории ОРУ, как правило, устанавливаются на специальных фундаментах на колесах и рельсах, что позволяет выкатывать их с места установки при проведении ремонтных работ. В конструкции фундамента имеется специальный приямок с пламягасительной решеткой на случай аварийного выброса горящего масла из трансформатора. Приямок

соединяется трубой с маслосборным баком, расположенным на территории ГПП. Пример выполнения ГПП приведен на рис. 3.5.

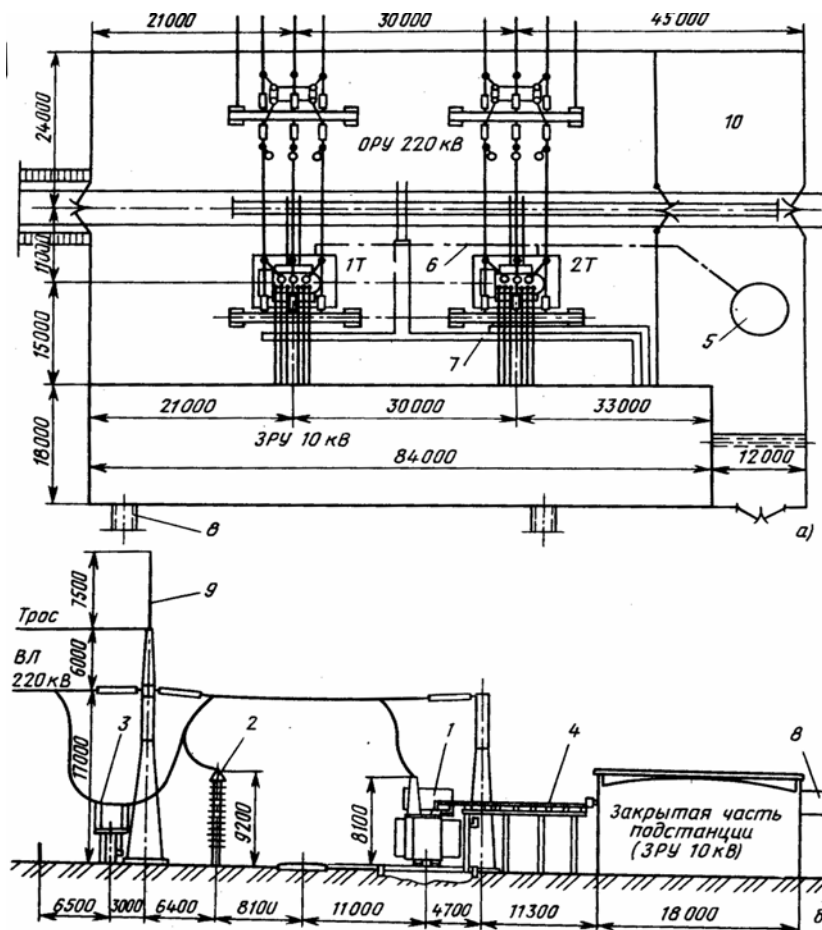


Рис.3.5. Конструкция ГПП 220/10 кВ

1 – трансформатор, 2- разрядник, 3 – разъединитель, 4 - токопровод, 5 - маслосборник, 6 – маслопровод, 7 – кабельный канал, 8 – кабельная эстакада, 9 – молниеотвод, 10 – место для ремонта трансформаторов

Третья структурная часть ГПП – РУ НН, которое имеет большое количество возможных вариантов реализации. На территории городов и промышленных предприятий оно выполняется в виде закрытых распределительных устройств (ЗРУ), размещаемых либо в специальном здании, либо в производственном помещении. В сельской местности возможно использование комплектов РУ наружной установки типа КРУН.

Наиболее простым и самым массовым из возможных вариантов присоединения РУ НН к трансформаторам является вариант с одной системой секционированных сборных шин, работающих в нормальном

режиме раздельно с целью уменьшения уровня токов короткого замыкания (рис. 3.6).

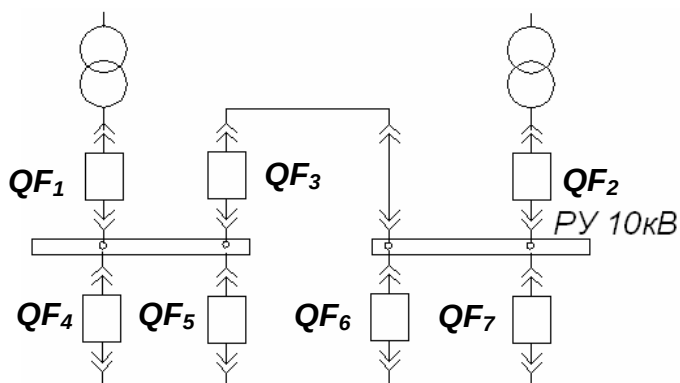


Рис.3.6. Схема РУ НН с одной секционированной системой шин

По своему месту положения в схеме распределительного устройства электрические аппараты имеют следующие типовые названия: QF_1 , QF_2 – вводные аппараты; QF_3 – секционный; QF_4 - QF_7 – линейные аппараты.

В здании ЗРУ может размещаться и другое электрооборудование: конденсаторные батареи для компенсации реактивных нагрузок, технические средства автоматизации и диспетчеризации управления СЭС.

Кроме указанных выше трех основных структурных частей на ГПП могут быть и другие элементы:

- Заземляющее устройство;
- Устройство молниезащиты;
- Устройства компенсации емкостных токов замыкания на землю;
- Устройства систем высокочастотной связи по проводам ЛЭП;
- Вспомогательные механизмы и сооружения, необходимые для проведения ремонтных работ, и др.

3.1.2 Центральный распределительный пункт

Второй вид центра электрического питания – ЦРП. Он служит для распределения электроэнергии, поступающей потребителю на напряжении 10 кВ. Это возможно в двух типичных случаях. Первый – при поступлении

электроэнергии на генераторном напряжении от близкорасположенной ТЭЦ, второй, самый массовый – получение электроэнергии небольшими потребителями от ГПП более крупных предприятий или от подстанций ЭЭС, имеющих РУ 10 кВ.

Основные принципы выполнения ЦРП: закрытое исполнение (либо в отдельном здании, либо в производственном); использование простейших схем с одной системой секционированных сборных шин. Схема электрических соединений ЦРП аналогична схеме распределительного устройства низкого напряжения ГПП (рис.3.6).

Компоновка распределительного устройства, также как и РУ 10 кВ ГПП, осуществляется с помощью комплектных распределительных устройств напряжением выше 1 кВ. Конструктивно они представляют собой металлическую конструкцию, разделенную на отсеки, в которых располагаются сборные шины, электрические аппараты (выключатели, предохранители, разъединители), измерительные трансформаторы, а также приборы защиты и измерения. Применение таких устройств дает значительное упрощение строительной части. Кроме того, практика их эксплуатации показала более надежную их работу по сравнению с обычными сборными РУ.

Комплектные распределительные устройства имеют два принципиально различных конструктивных исполнения:

- Стационарные комплектные распределительные устройства одностороннего обслуживания (камеры типа КСО), в которых электрические аппараты, привод и все приборы устанавливаются стационарно (рис.3.7).
- Выкатные комплектные распределительные устройства (ячейки типа КРУ), в которых выключатель с приводом располагается на специальной выкатной тележке, оснащенной втычными контактами (рис.3.8).

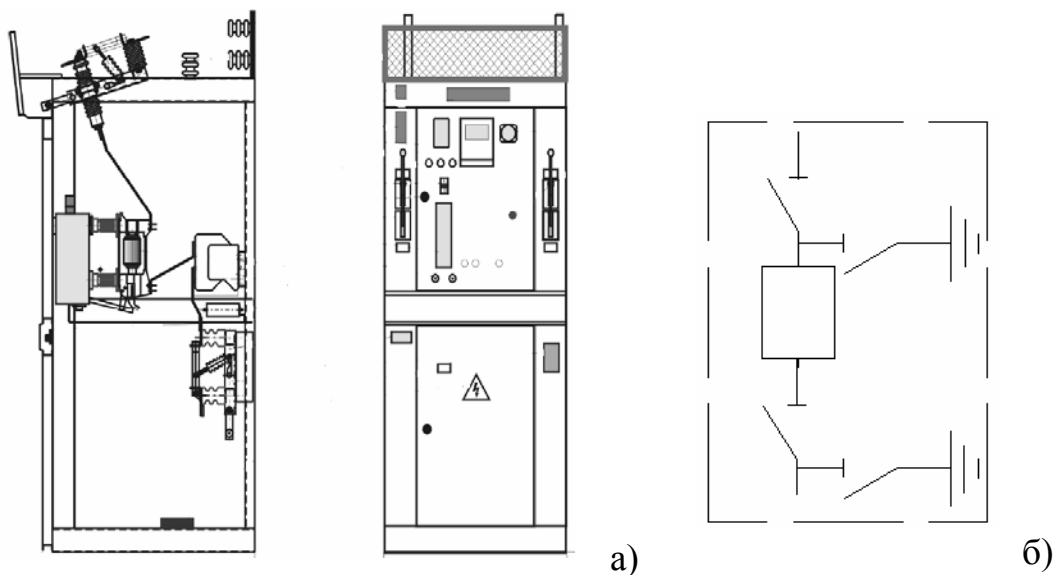


Рис.3.7. Камера КСО:
а – вид спереди и разрез; б – схема первичных соединений

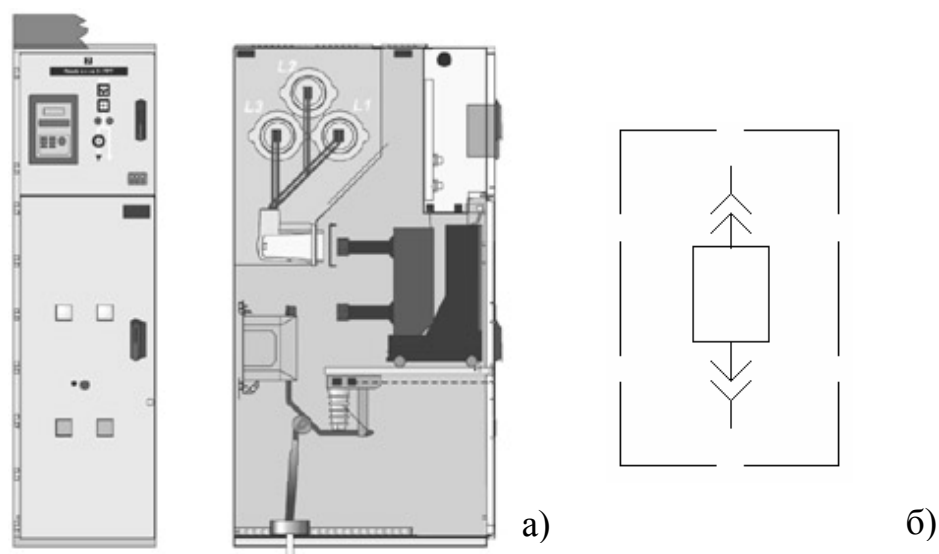


Рис.3.8. Ячейка КРУ:
а – вид спереди и разрез; б – схема первичных соединений

В качестве основных особенностей камер КСО следует отметить простоту и относительную дешевизну изготовления. Для ячеек КРУ характерно следующее: возможность быстрой замены аппаратов, компактность устройства, двухстороннее обслуживание

3.2. Высоковольтная распределительная сеть

Следующим структурным блоком системы электроснабжения является высоковольтная распределительная сеть (ВВРС), служащая для передачи и распределения электроэнергии от ЦЭП между высоковольтными электроприемниками и подстанциями 10/0,4 кВ, хотя эта сеть может быть выполнена на напряжениях 6, 10, 20 кВ.

Напряжение 6 кВ приводит к наибольшим затратам, вследствие повышенных потерь электроэнергии в сети, и оно оправдано только в двух случаях. Первый – при большом количестве у потребителя электроприемников мощностью 300-1000 кВт с номинальным напряжением 6 кВ. Второй – при напряжении существующего источника питания 6 кВ. Это характерно для электроснабжения небольших потребителей как субабонентов от уже имеющейся близкорасположенной системы электроснабжения, высоковольтная электрическая сеть которой по определенным причинам реализована на напряжении 6 кВ, т.е. в тех случаях, когда нет других вариантов.

Наиболее распространенным для ВВРС является напряжение 10 кВ, как более экономичное, чем 6 кВ. При этом, если у потребителя имеется несколько электроприемников на напряжение 6 кВ, то их целесообразно запитать от ТП 10/6 кВ. На это напряжение в нашей стране производится наибольшее количество электротехнической продукции, и оно является основным для ВВРС СЭС.

Напряжение 20 кВ самое экономичное, но пока в нашей стране не используется в ВВРС СЭС из-за отсутствия необходимого электрооборудования.

Основными факторами, влияющими на выбор схемы ВВРС для конкретного потребителя, являются следующие:

- Принятый к исполнению конкретный вид структуры СЭС;
- Распределяемая сетью мощность;
- Требуемая степень надежности электроснабжения;

- Особенности расположения подстанций на генеральном плане объекта и их общее количество;
- Условия прокладки сетей и особенности среды.

При проектировании СЭС прорабатываются и рассчитываются несколько возможных вариантов схемы ВВРС из числа удовлетворяющих заданным условиям. Затем из них выбирается тот, который имеет наименьшие расчетные затраты.

На основании опыта проектирования и эксплуатации систем электроснабжения в настоящее время сформировались следующие типовые схемные решения электрических сетей: радиальная, магистральная, радиально-магистральная, кольцевая, с двухсторонним питанием.

Радиальной называется такая схема, когда каждая отдельная подстанция питается от центра электрического питания по отдельной линии, подключенной к РУ через отдельную ячейку. Если подстанция двухтрансформаторная, то к ней в радиальной сети идет двухцепная линия электропередачи с разных секций ЦЭП. Пример такой схемы представлен на рис.3.9, где подстанции пока представлены не принципиально, а структурно.

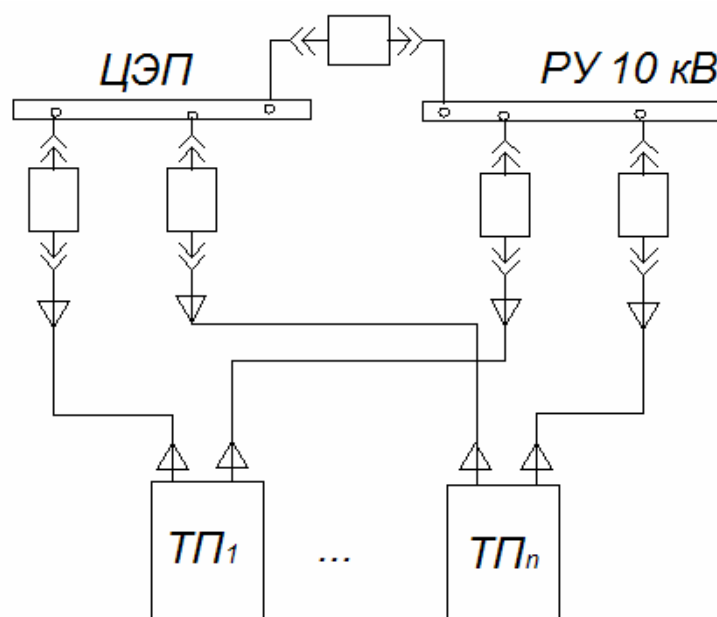


Рис.3.9. Радиальная схема ВВРС

Радиальные схемы имеют наибольшую надежность по сравнению с магистральными, так как при повреждении какой-либо линии отключается только один потребитель. Но они и самые дорогие, так как требуют прокладки большого количества кабелей и установки большого количества ячеек в РУ или в РП 10 кВ. Радиальные схемы целесообразны в тех случаях, когда существуют крупные сосредоточенные нагрузки, расположенные в различных направлениях от центра питания.

Магистральной называется такая схема, когда каждая магистраль, отходящая от центра электрического питания, запитывает по цепочке несколько ТП 10/0,4 кВ (рис.3.10).

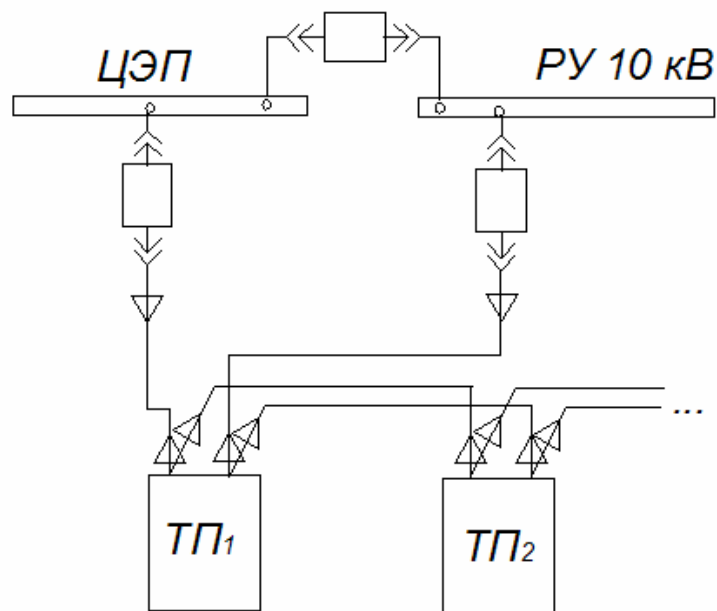


Рис.3.10. Магистральная схема ВВРС

Различают следующие разновидности магистральных схем, используемых в ВВРС:

- Одинокная магистраль, когда к подстанциям идут одноцепные линии электропередачи (наиболее характерна при наличии в СЭС однотрансформаторных подстанций);
- Двойная магистраль, когда к подстанциям идут двухцепные линии электропередачи (рис.3.10);

- Встречные магистрали, когда цепочки линий электропередачи двух магистралей идут к двухтрансформаторным ТП от разных секций РУ встречно друг другу (рис.3.11).

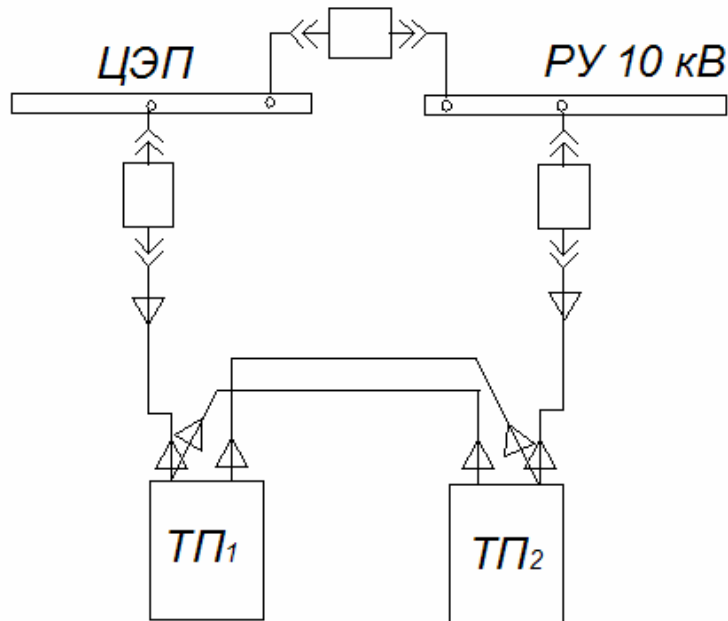


Рис.3.11. Схема встречных магистралей

Особенностями магистральных схем по сравнению с радиальными при прочих равных условиях являются их меньшая стоимость, определяемая меньшим количеством электрических аппаратов в РУ центра электрического питания, и меньшая надежность. Например, выход из строя линии электропередачи головного участка магистрали приводит к прекращению электроснабжения всех потребителей, подключенных к ней.

Радиально-магистральной (смешанной) является такая схема, когда в ней присутствуют фрагменты радиальных и магистральных схем (рис.3.12).

Смешанной схеме присущи особенности радиальных и магистральных схем в той степени, в которой она стремится к тому или иному крайнему решению, т.к. является промежуточным решением между ними.

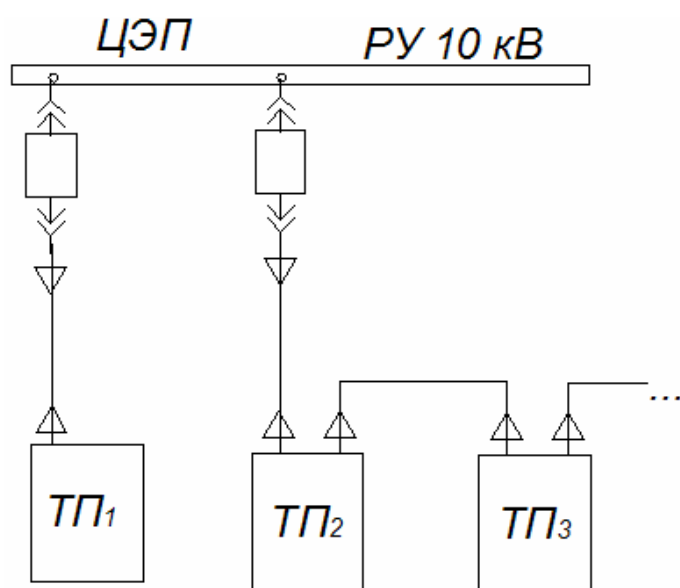


Рис.3.12. Радиально-магистральная схема ВВРС

Кольцевая схема представляет собой развитие магистральной, заключающееся в том, что начинается она с одной секции распределительного устройства, а заканчивается на другой секции (рис.3.13).

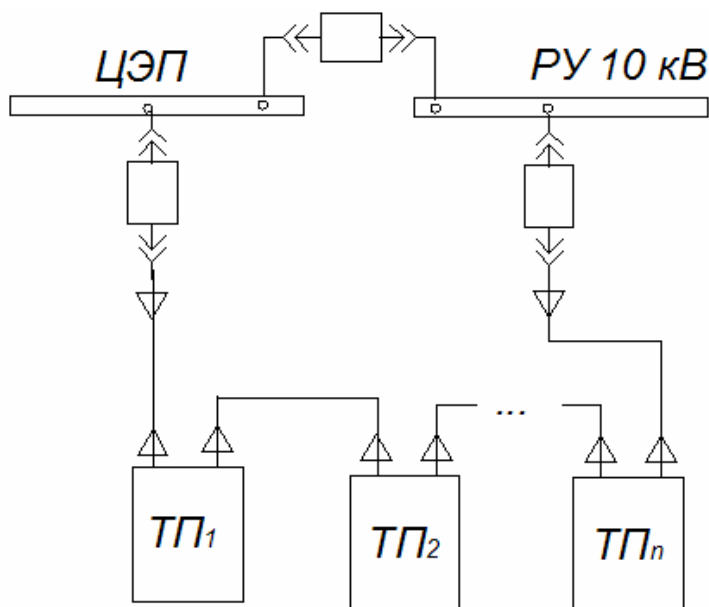


Рис.3.13. Кольцевая схема ВВРС

Из вышеуказанного определения кольцевой схемы вытекает её главная особенность — кольцо, состоящее из определенного количества линий

электропередачи, соединяющих между собой подстанции и секции распределительного устройства источника питания, должно быть разомкнуто в какой-либо точке.

В противном случае по кольцу будет протекать так называемый уравнивающий ток, определяемый разностью потенциалов одноименных фаз секций РУ источника (т.к. секционный аппарат разомкнут) и суммарным сопротивлением линий кольца. Таким образом, нормальное оперативное состояние кольцевой схемы состоит в том, что одна из линий находится в разомкнутом состоянии, но только с одной стороны, т.е. она находится под напряжением.

Достоинством кольцевых схем является их высокая надежность по сравнению с вышерассмотренными схемами, обусловленная тем, что выход из строя любой из линий не приводит к ограничению электроснабжения потребителей, подключенных к ТП, так как всегда находится оперативное состояние схемы, позволяющее передать электроэнергию.

Недостаток кольцевых схем состоит в том, что при прочих равных условиях они дороже, что объясняется большей протяженностью линий электропередачи и большим их сечением.

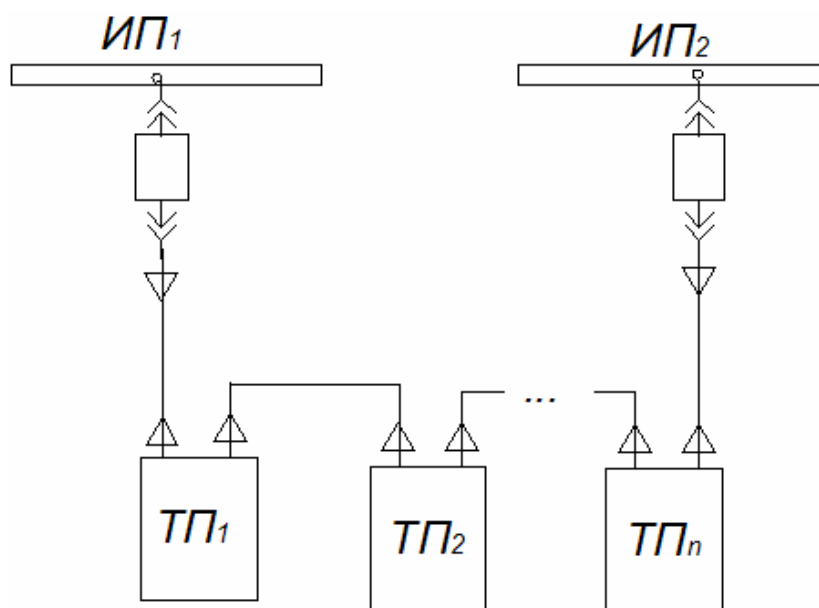


Рис.3.14. Схема ВВРС с двухсторонним питанием

Схема с двухсторонним питанием принципиально отличается от кольцевой лишь тем, что присоединена не к одному источнику (хотя и к разным секциям РУ), а к двум – независимым (рис.3.14).

Иногда в высоковольтной распределительной сети может появиться необходимость в реализации распределительных пунктов. Как указывалось выше, это определяется либо большим количеством трансформаторных подстанций в СЭС, когда возникает необходимость в дополнительном уровне распределения электроэнергии, либо наличием у потребителя высоковольтных электроприемников, когда целесообразно приблизить узел распределения к их группе. В этом случае распространенное схемное решение заключается в применении одной системы секционированных сборных шин (рис.3.15).

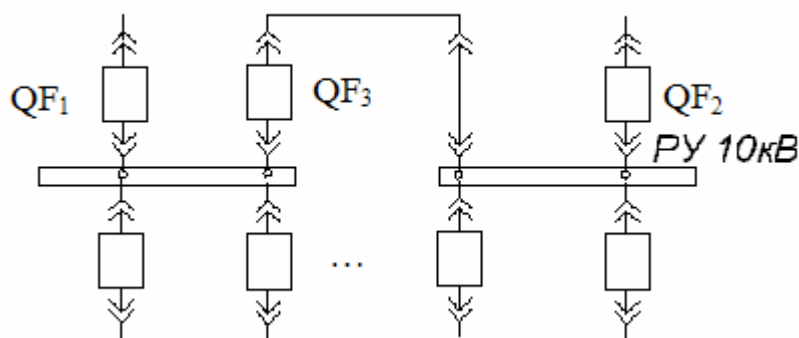


Рис.3.15. Схема распределительного пункта ВВРС

Конструктивно РП ВВРС выполняются зачастую в виде закрытого распределительного устройства с использованием комплектного оборудования серий КСО либо КРУ. Иногда на основании технико-экономических условий может быть принято открытое исполнение РП с применением комплектного оборудования наружной установки (КРУН).

Высоковольтные электрические сети выполняются воздушными, кабельными линиями и токопроводами.

Воздушные линии (ВЛ) предназначены для передачи электроэнергии на расстояние по проводам. Основными конструктивными элементами ВЛ

являются провода, тросы, опоры, изоляторы и линейная арматура. Провода служат для передачи электроэнергии. В верхней части опор над проводами для защиты ВЛ от грозových перенапряжений монтируют грозозащитные тросы.

Опоры поддерживают провода и тросы на определенной высоте над уровнем земли или воды. Изоляторы изолируют провода от опоры. С помощью линейной арматуры провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опорах. На рис.3.16 показана металлическая опора одноцепной линии.

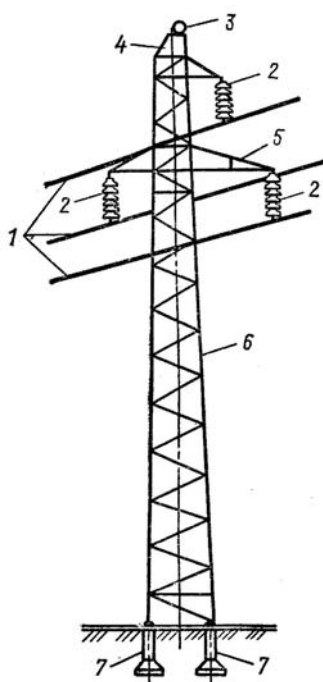


Рис.3.16. Промежуточная металлическая опора одноцепной линии:

1 - провода; 2 - изоляторы; 3 - грозозащитный трос;
4 - тросостойка; 5 - траверсы опоры; 6 - стойка опоры; 7 - фундамент опоры.

На ВЛ чаще всего применяются неизолированные провода. Материал проводов должен иметь высокую электрическую проводимость. Наибольшую проводимость имеет медь, затем алюминий; сталь имеет значительно более низкую проводимость. Провода и тросы должны быть выполнены из металла, обладающего достаточной прочностью. По механической прочности на первом месте стоит сталь. Материал проводов и тросов должен быть стойким по отношению к коррозии и химическим воздействиям. В настоящее время наибольшее распространение получили провода алюминиевые (А),

сталеалюминевые (АС). Стальной сердечник увеличивает механическую прочность, алюминий является токопроводящей частью провода. По условию механической прочности на ВЛ выше 1000 В могут применяться алюминиевые провода сечением не менее 35 мм², сталеалюминевые и стальные – не менее 25 мм².

По конструкции провода могут быть однопроволочными и многопроволочными. Однопроволочный провод состоит из одной круглой проволоки. Такие провода дешевле многопроволочных, однако, они менее гибки и имеют меньшую механическую прочность. Многопроволочные провода из одного металла состоят из нескольких свитых между собой проволок. При увеличении сечения увеличивается число проволок. В многопроволочных сталеалюминевых проводах сердечник провода (внутренние проволоки) выполняется из стали, а верхние проволоки – из алюминия.

Наиболее широко применяются сталеалюминевые провода. Проводимость стального сердечника не учитывается, а за электрическое сопротивление принимается только сопротивление алюминиевой части.

Выпускаются сталеалюминевые провода марок АС, АСКС, АСКП, АСК. Коррозионно-стойкие провода АСКС, АСКП, АСК предназначены для ВЛ, проходящих по побережьям морей, соленых озер и в промышленных районах с загрязненным воздухом; АСКС и АСКП – это провода марки АС, в которых межпроволочное пространство стального сердечника (С) или всего провода (П) заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости; АСК - провод марки АСКС, где стальной сердечник изолирован двумя лентами полиэтиленовой пленки. В обозначение марки провода вводится номинальное сечение алюминиевой части провода и сечение стального сердечника, например АС 120/19 или АСКС 150/34.

Линейные изоляторы предназначены для изоляции и крепления проводов на ВЛ и в распределительных устройствах электрических станций и подстанций. Изготавливаются они из фарфора, закаленного стекла или

полимерных материалов. По конструкции изоляторы разделяют на штыревые и подвесные.

Штыревые изоляторы применяются на ВЛ напряжением до 1 кВ и на ВЛ 6-35кВ. На номинальное напряжение 6-10 кВ и ниже изоляторы изготавливают одноэлементными (рис.3.17а), а на 20-35кВ – двухэлементными (рис.3.17б). Штыревые изоляторы крепятся на опорах при помощи крюков.

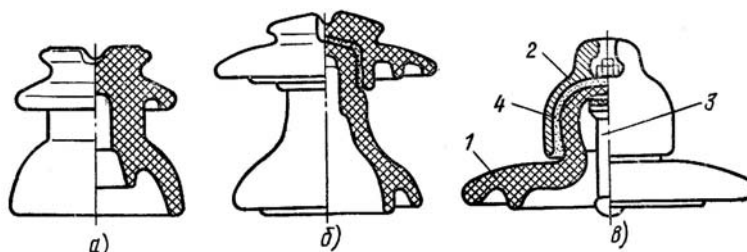


Рис.3.17. Штыревые и подвесные изоляторы:

а - штыревой 6-10 кВ;

б - штыревой 20-35 кВ;

в - подвесной тарельчатого типа.

Подвесные изоляторы тарельчатого типа наиболее распространены на ВЛ напряжением 35кВ и выше. Подвесные изоляторы (рис.3.17в) состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей части 1 и металлических деталей - шапки 2 и стержня 3, соединяемых с изолирующей частью посредством цементной связки 4.

Подвесные изоляторы собирают в гирлянды, которые бывают поддерживающими и натяжными. Первые монтируют на промежуточных опорах, вторые – на анкерных.

Линейная арматура, применяемая для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опорам, делится на следующие основные виды: зажимы, применяемые для закрепления проводов в гирляндах подвесных изоляторов; сцепную арматуру для подвески гирлянд на опорах и соединения многоцепных гирлянд друг с другом, а также соединители для соединения проводов и тросов в пролете.

Основными типами опор ВЛ являются анкерные и промежуточные. Опоры этих двух основных групп различаются способом подвески проводов.

На промежуточных опорах провода подвешиваются с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов. Промежуточные опоры устанавливаются на прямых участках ВЛ для поддержания провода в анкерном пролете. Промежуточная опора дешевле и проще в изготовлении, чем анкерная, так как благодаря одинаковому тяжению проводов по обеим сторонам она при необорванных проводах, т.е. в нормальном режиме, не испытывает усилий вдоль линии. Промежуточные опоры составляют 80-90 % общего числа опор ВЛ.

Анкерные опоры предназначены для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках ВЛ: на пересечениях инженерных сооружений и на концах ВЛ. Но анкерные опоры рассчитываются на восприятие односторонних тяжений по проводам и тросам при обрыве проводов или тросов в примыкающем пролете. Анкерные опоры значительно сложнее и дороже промежуточных, и поэтому число их на каждой линии должно быть минимальным.

Для воздушных линий ВВРС применяют деревянные, железобетонные и металлические опоры.

Деревянные опоры применяют на ВЛ до 35 кВ включительно. Достоинства этих опор – малая стоимость (в районах, располагающих лесными ресурсами) и простота изготовления. Недостаток – подверженность древесины гниению, особенно в месте соприкосновения с почвой. Эффективное средство против гниения – пропитка специальными антисептиками.

Металлические (стальные) опоры, применяемые на линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше, для защиты от коррозии в процессе эксплуатации требуют окраски. Устанавливают металлические опоры на железобетонных фундаментах.

Железобетонные опоры долговечнее деревянных, требуют меньше металла, чем металлические, просты в обслуживании и поэтому широко применяются на ВЛ. Для ВЛ 35—500 кВ применяются преимущественно

унифицированные конструкции металлических и железобетонных опор. В результате этого сокращено число типов и конструкций опор и их деталей. Это позволило серийно производить опоры на заводах, что позволяет ускорить и удешевить сооружение линий.

Кабельные линии, как правило, прокладывают в местах, где затруднено строительство ВЛ (городах, населенных пунктах, на территории промышленных предприятий). Они имеют ряд преимуществ перед воздушными линиями: защита от атмосферных воздействий, большая надежность и безопасность эксплуатации. Поэтому, несмотря на большую стоимость, КЛ получили широкое распространение в электрических сетях.

Кабель 6-35 кВ состоит из токоведущих жил, изоляции и защитных оболочек. Жилы выполняют из медной или алюминиевой проволоки и могут быть одно- и многопроволочными. Изоляция кабелей выше 1 кВ выполняется из пропитанной бумаги и различных пластикатов. Защитные оболочки, препятствующие проникновению влаги, газов и кислот, выполняются свинцовыми, алюминиевыми или полихлорвиниловыми. Для механической защиты оболочек на них накладывается стальная броня, поверх которой, кроме того, накладывается защитный покров из пропитанной кабельной пряжи.

На напряжения 110 кВ и выше кабели выполняются маслонаполненными и представляют собой достаточно сложное техническое сооружение. Различают маслонаполненные кабели низкого (до 0,5 МПа) и высокого (1...1,5 МПа) давления.

Маслонаполненный кабель низкого давления выполняется с поллой токопроводящей жилой, скрученной из отдельных медных проволок. Внутри жилы имеется канал, заполненный маслом под давлением, что исключает возможность образования пустот в бумажной изоляции и значительно повышает ее электрическую прочность. Маслопроводящий канал через специальные муфты соединяется с расположенными вдоль трассы баками давления.

Фазы маслонаполненного кабеля высокого давления помещаются в стальной трубопровод, поверх которого имеется антикоррозийное покрытие. Стальной трубопровод, являющийся защитой от механических повреждений, заполнен маслом под избыточным давлением.

Также в настоящее время освоен выпуск кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. Благодаря высоким термомеханическим свойствам, кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена допускают большие токовые нагрузки, чем кабели с бумажной пропитанной, обычной пластмассовой и резиновой изоляцией.

Способ прокладки КЛ выбирают в зависимости от числа кабелей, условий трассы, степени загрязненности и агрессивности окружающей среды, требований эксплуатации, экономичности и других факторов.

Прокладка КЛ в земляной траншее является одним из наиболее простых и экономичных способов (рис.3.18). Глубина траншеи зависит от напряжения КЛ. Для кабельных линий напряжением до 10 кВ траншея имеет глубину 0,8 м, для КЛ напряжением 110 кВ – 1,5 м.

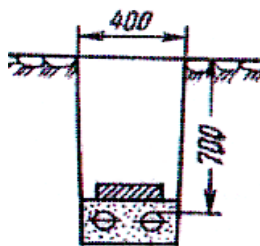


Рис.3.18. Прокладка кабелей в земляной траншее

Дно траншеи покрывается слоем песка или просеянного грунта, на который укладываются в один ряд кабели. Расстояние между соседними кабелями должно быть не менее 0,1 м. Сверху кабели накрывают слоем песка или просеянного грунта. Выше укладываются железобетонные плиты или слой красного кирпича, служащие для защиты кабелей от механических повреждений при проведении землеройных работ.

В одной земляной траншее прокладывают не более шести кабелей. Это обусловлено тем, что с увеличением числа кабелей их условия охлаждения

ухудшаются, допустимая токовая нагрузка кабелей уменьшается, эффективность использования кабелей снижается.

Прокладка КЛ в блоках используется при большой стесненности кабельной трассы и пересечениях с инженерными сооружениями, например с железными дорогами (рис.3.19). Через определенные расстояния сооружаются кабельные колодцы, в которых осуществляется соединение кабелей и через которые выполняется монтаж кабелей и замена поврежденного кабеля. Это более дорогой способ прокладки, с худшими условиями охлаждения по сравнению с прокладкой кабелей в земляной траншее.

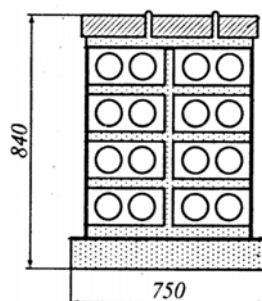


Рис.3.19. Прокладка кабелей в блоке

При прокладке в одном направлении большого количества кабелей (более 20) используются кабельные каналы и туннели. Железобетонные каналы могут быть подземными или полуподземными. Такой способ прокладки используется в основном на территориях подстанций и цехов промышленных предприятий (рис.3.20).

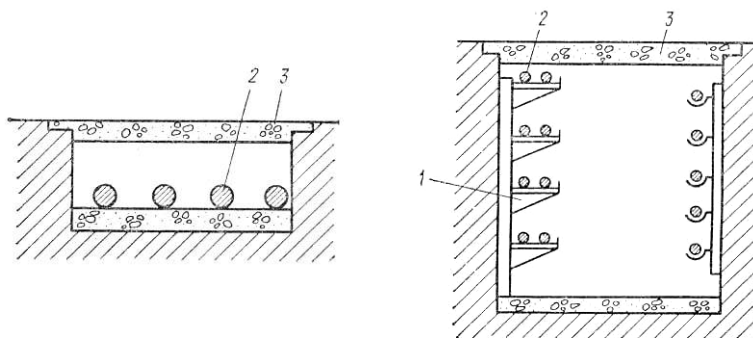


Рис.3.20. Прокладка кабелей в кабельных каналах
1 – кронштейн, 2 – кабели, 3 – съемная панель

Прокладка кабелей в туннелях является наиболее дорогим способом, поэтому применяется только при большом количестве кабелей (не менее 30). Тоннель представляет собой сборную железобетонную конструкцию, в которой по кронштейнам прокладываются кабели разного напряжения и разного назначения (силовые и контрольные). Кроме кабелей в туннелях могут прокладываться и другие инженерные сети (рис.3.21).

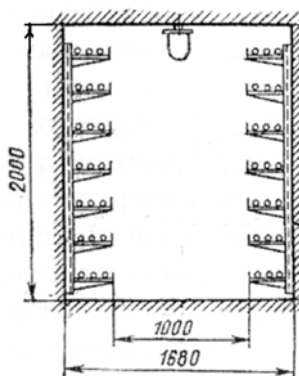


Рис.3.21. Прокладка кабелей в кабельном туннеле

Галереи и эстакады отличаются от тоннелей тем, что располагаются над поверхностью земли на специальных стойках (рис.3.22). В этом случае для кабельной трассы отчуждается меньшая площадь. Галереи и эстакады в отличие от тоннелей используются на производствах, где возможны скопления горючих и взрывоопасных газов, тяжелее воздуха, и на предприятиях с большой агрессивностью почвы.

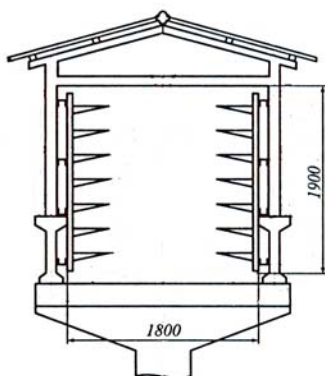


Рис.3.22. Прокладка кабелей в кабельной галерее

Токопроводы напряжением 6-35 кВ применяются для внутривозовского электроснабжения промышленных предприятий с мощными

концентрированными нагрузками, например предприятий черной и цветной металлургии и химической промышленности. Основным элементом токопровода является жесткая или гибкая шина из алюминия или его сплава. Конструктивно токопроводы различают:

- Гибкий токопровод (рис.3.23а);
- Жесткий симметричный токопровод (рис.3.23б);
- Жесткий несимметричный токопровод (рис.3.23в).

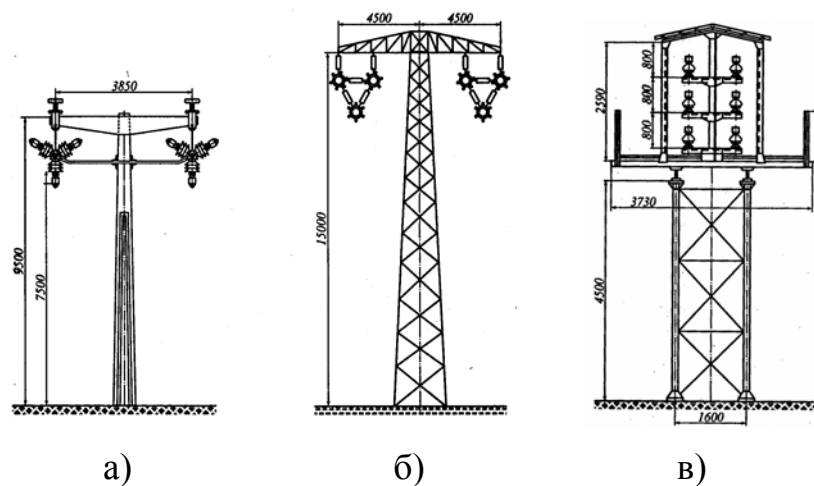


Рис.3.23. Токопроводы 6-35 кВ

В токопроводах с жесткой ошиновкой при токах до 2 кА используются плоские шины, при больших токах – шины швеллерного или другого профиля. В симметричных токопроводах шины располагаются по вершинам равностороннего треугольника, в несимметричных – вертикально. Жесткие токопроводы имеют небольшие пролеты между точками крепления шип и, следовательно, требуют большого количества изоляторов и контактных соединений.

Токопровод с гибкими шинами практически представляет собой воздушную линию с проводами большого сечения. Длина пролета здесь значительно больше, чем у токопроводов с жесткими шинами. Однако токопроводы с гибкими шипами требуют более широкой территории, чем токопроводы с жесткой ошиновкой.

По сравнению с кабелями, прокладываемыми в тоннелях или по эстакадам и галереям, токопроводы имеют ряд преимуществ:

- Меньший расход цветного металла;
- Изоляцией токопроводов является воздух;
- Перегрузочная способность токопроводов значительно выше, чем кабелей;
- Надежность токопроводов выше, чем кабелей.

3.3. Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ

Трансформаторные подстанции ТП 10/0,4 кВ предназначены для преобразования электроэнергии на напряжение 0,4 кВ, на котором у потребителя наибольшее количество электроприемников, и распределения её в низковольтную распределительную сеть. Структурно, как указывалось выше, подстанция состоит из РУ ВН, трансформаторов, РУ НН. Количество трансформаторов на ТП определяется категорией потребителя по надежности электроснабжения (один или два).

Принципиально схемы этих ТП отличаются друг от друга схемами распределительных устройств высокого напряжения. Существует три вида схем РУ ВН подстанции: при подключении её к радиальной сети; при подключении к магистрали; при подключении к кольцевой сети.

Схема ТП, при подключении её к радиальной сети, представлена на рис.3.24. Особенностью этой схемы является то, что отсутствует распределительное устройство высокого напряжения. Это возможно выполнить тогда, когда проходящая линия электропередачи небольшой длины и выполнена кабелем, а также когда выходящие элементы системы электроснабжения (ЦЭП, ВВРС, ТП) находятся в одной собственности.

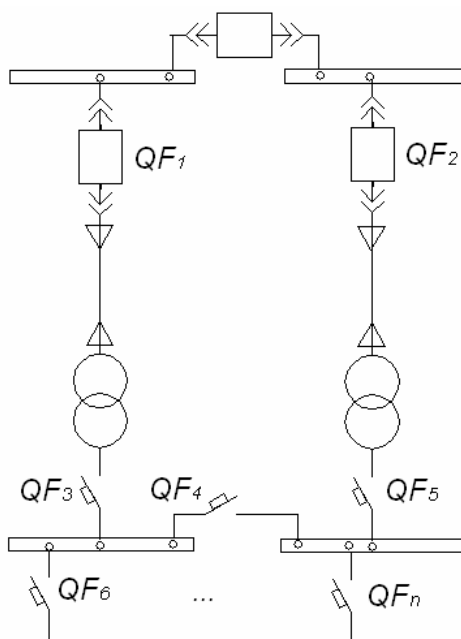


Рис.3.24. Схема ТП без РУ ВН

Отсутствие электрических аппаратов в РУ ВН повышает надежность электроснабжения при прочих равных условиях, т.к. уменьшено количество элементов в последовательной цепочке передачи электроэнергии. Защита и коммутация в данном случае осуществляется высоковольтными выключателями QF_1 , QF_2 , расположенными в центре питания.

Аппараты распределительного устройства низкого напряжения имеют следующие типовые названия: QF_3 , QF_5 – вводные аппараты; QF_4 – секционный; QF_4 - QF_n – линейные аппараты.

В распределительных устройствах низкого напряжения могут применяться: рубильники – как коммутационные аппараты; предохранители – как защитные аппараты; автоматы – как защитно-коммутационные аппараты. В системах электроснабжения промышленных потребителей для реализации РУ НН применяются автоматы, исключающие возможность неполнофазных режимов, по сравнению с использованием предохранителей.

Схема ТП, при подключении её к магистральной сети. Распределительное устройство высокого напряжения этой подстанции должно позволять выполнять следующие функции: отключать подстанцию от магистрали – это реализуется разъединителем (QS) или выключателем

нагрузки (QW); защищать подстанцию при перегрузках и коротких замыканиях – это выполняют предохранители (FU). Фрагменты указанных вариантов распределительных устройств представлены на рис.3.25.

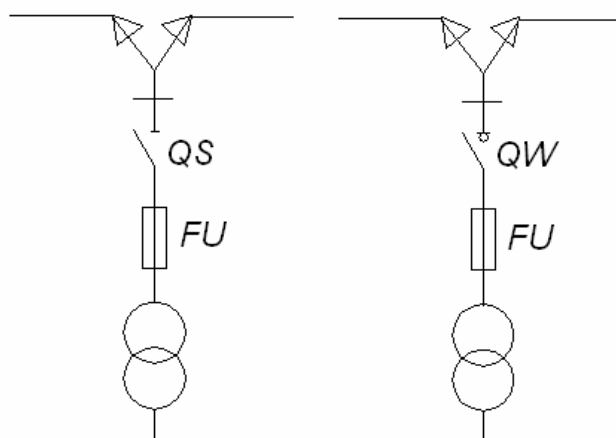


Рис.3.25. Схемы РУ ВН ТП 10/0,4 кВ при подключении их к магистральной сети

Разъединители устанавливаются на подстанциях с трансформаторами небольшой мощности (до 250 кВА) и ими можно коммутировать только ток холостого хода этих трансформаторов. При трансформаторах большей мощности устанавливаются выключатели нагрузки, позволяющие коммутировать токи нагрузки. Управление выключателем нагрузки осуществляется ручным рычажным приводом со встроенным электромагнитом для дистанционного отключения. Включение производится только вручную рукояткой, при этом растягивается пружина отключения. Выключатели нагрузки в блоке с предохранителями выполняются с устройством для подачи команды на отключение при перегорании предохранителя, состоящим из рычажной системы, на которую воздействует указатель срабатывания предохранителя, и контактной группы, дающей сигнал на отключение. Сказанное позволяет исключить неполнофазные режимы работы подстанций. Предохранители могут устанавливаться или с верхней, или с нижней стороны выключателя нагрузки.

Схема ТП, при подключении её к кольцевой сети. Распределительное устройство высокого напряжения этой подстанции должно позволять

выполнять следующие функции: отключать подстанцию от сети – это выполняется разъединителем или выключателем нагрузки; защищать подстанцию при перегрузках и коротких замыканиях – это выполняют предохранители; осуществлять включение или отключение приходящих линий электропередачи – это выполняется выключателями нагрузки. Схема двухтрансформаторной подстанции, подключенной к кольцевой сети (или сети с двухсторонним питанием) приведена на рис.3.26.

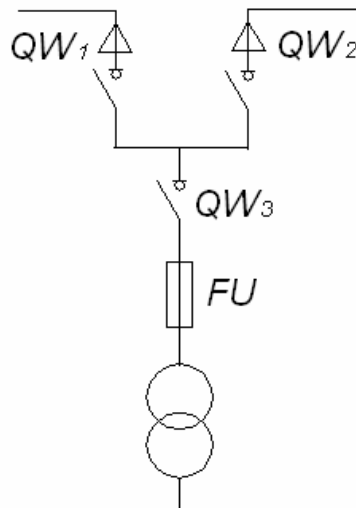


Рис.3.26. Схема ТП 10/0,4 кВ, при подключении её к кольцевой сети

Типы силовых трансформаторов для ТП 10/0,4 кВ:

- ТМ (ТМЗ) – масляные трансформаторы (закрытого типа);
- ТС (ТСЗ) – сухие трансформаторы (закрытого типа);
- ТНЗ – трансформаторы с негорючим заполнителем.

Наиболее массовые трансформаторы – масляные. Для наружной установки всегда применяются масляные трансформаторы, для внутренней – сухие или масляные, если установка последних не противоречит требованиям ПУЭ. Основная особенность, ограничивающая их применение в производственных зданиях – наличие масла, что обуславливает пожароопасность трансформаторов. Имеются многочисленные нормы и правила, регламентирующие с этой точки зрения применение указанных типов трансформаторов. Масляные трансформаторы обладают

перегрузочной способностью, что и определяет их наибольшее использование.

По своему месторасположению ТП подразделяются на следующие виды (рис.3.27):

- *Внутренние*, расположенные внутри производственных помещений среди технологического оборудования. Такое размещение ТП соответствует наименьшим затратам на построение СЭС больших производственных цехов. Внутренние цеховые подстанции особенно целесообразны в многопролетных цехах большой ширины, когда они не мешают расположению технологического оборудования. Допускается открытая установка в цехах КТП, что облегчает размещение ТП внутри цехов. При этом КТП отгораживается стальным сетчатым ограждением, оборудованным запирающейся на замок дверью. Внутрицеховые подстанции, включая КТП, могут использоваться только в тех производственных помещениях, где это не запрещается противопожарными нормами (только в зданиях со степенью огнестойкости I или II) и с производствами, отнесенными к категориям Г и Д, а также где это позволяет среда в цехе. При большой плотности нагрузок и невозможности по каким-либо причинам разместить ТП среди технологического оборудования, устраивают специальные электротехнические пролеты, отделенные от производственных помещений. В этих пролетах устанавливаются не только КТП, но и другое различное электрооборудование.
- *Встроенные*, располагаемые внутри производственных помещений, примыкающие непосредственно к наружной стене здания и, в отличие от внутренних, имеющие отдельный выход на улицу. Применение встроенных ТП менее жестко ограничивается противопожарными нормами и условиями среды в цехе, так как они не имеют выхода в цех.
- *Пристроенные*, пристраиваемые снаружи к внешней стене здания и

аналогичные по условиям применения встроенным. Главный недостаток этих подстанций, ограничивающий их применение, – ухудшение архитектурного облика производственных зданий и сужение проездов между ними.

- *Отдельно стоящие*, располагаемые либо закрыто в специальных отдельных зданиях, либо открыто в виде КТПН (комплектной трансформаторной подстанции наружной установки). Отдельно стоящие закрытые ТП требуют повышенных затрат на строительную часть, на сооружение НВРС и применяются тогда, когда по каким-либо причинам нельзя или нецелесообразно использовать внутренние или встроенные подстанции.

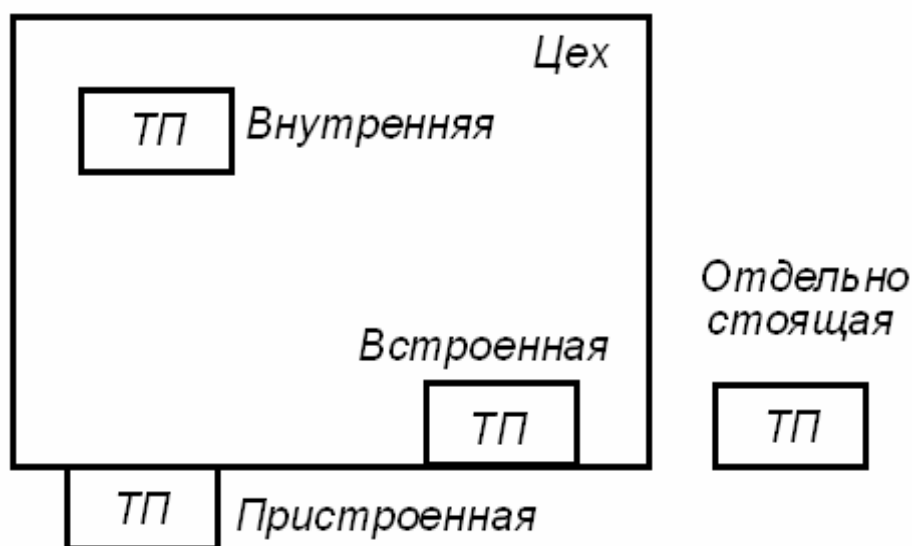


Рис.3.27. Способы размещения ТП

3.4. Низковольтные распределительные сети

3.4.1 Силовые сети

Эти сети предназначены для распределения электроэнергии на низком напряжении (до 1 кВ) от ТП ко всем силовым низковольтным электроприемникам. В общей структуре СЭС они являются самым нижним звеном, к которому непосредственно присоединены самые массовые электроприемники – низковольтные. При этом расстояние, на которое

целесообразно передавать электроэнергию на низком напряжении, не превышает сотен метров в СЭС промпредприятий и городов и примерно 1 км в сельскохозяйственных районах.

Существует много разновидностей схемного и конструктивного исполнения НВРС. Самые простые сети – сельские, выполняемые по простейшим магистральным схемам преимущественно воздушными линиями.

При многоэтажной городской застройке НВРС (внутриквартальные и домовые) значительно утяжеляются, усложняются и выполняются по радиально-магистральным схемам преимущественно кабелями или изолированными проводами, прокладываемыми скрыто. Но наибольшей сложностью и разнообразием конструктивного исполнения отличаются НВРС промпредприятий. Поэтому в настоящей работе изложение материала ориентировано на НВРС систем электроснабжения промышленных предприятий. А так как эти сети выполняются внутри производственных помещений (их часто называют цеховыми сетями), то многие требования к ним диктуются условиями среды в этих помещениях.

Низковольтные распределительные сети имеют ряд специфических особенностей, которые следует учитывать при их проектировании:

- Значительная разветвленность сетей, т.к. от центра питания – РУ 0,4 кВ ТП, получают питание подчас сотни различных электроприемников, находящихся либо в цехе промышленного предприятия, либо в многоэтажных домах, расположенных поблизости от ТП;
- На промышленных предприятиях, а также на предприятиях сельскохозяйственных районов многие элементы НВРС располагаются в непосредственной близости от электроприемников, т.е. от технологических агрегатов, поэтому необходимо учитывать их влияние на работу электротехнического оборудования;
- В непосредственной близости от электроприемников и, естественно,

от многих элементов НВРС находится большое количество людей, не имеющих специальной подготовки, для которых нужно обеспечить необходимую степень электробезопасности;

- Раздельное выполнение силовых и осветительных электрических сетей.

Номинальное напряжение НВРС обуславливается номинальным напряжением электроприемников, которое нормируется ГОСТ 21128-83 «Системы энергоснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1000 В». Устанавливается следующий ряд номинальных напряжений электроприемников: 220, 380, 660 В. Здесь под номинальным понимается такое напряжение, при котором при полной загрузке электроприемник имеет наилучшие технико-экономические показатели и его срок службы равен нормативному. Допустимыми считаются такие отклонения напряжения, когда технико-экономические показатели (при полной загрузке) изменяются незначительно, а срок службы остается не ниже нормативного. Наиболее массовыми являются электроприемники напряжением 220 В (однофазные) и 380 В (трехфазные). Напряжение 660 В применяется редко и только на промышленных предприятиях, где есть большое число электродвигателей напряжением 660 В.

Качество напряжения нормируется ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». В нем установлены допустимые величины отклонений напряжения на выводах электроприемников от номинального, равные $\pm 5\%$ – нормально допустимые и $\pm 10\%$ – предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения $\delta U_{y..}$.

Структурно силовые сети имеют две части (рис.3.28):

- Силовые питающие сети (СПС);
- Силовые распределительные сети (СРС).

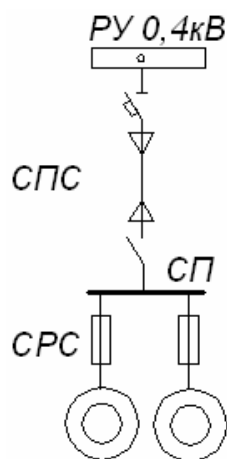


Рис.3.28. Структура силовых электрических сетей

Первый, верхний, уровень – питающие сети, обеспечивающие передачу и распределение электроэнергии среди распределительных пунктов (РП), от которых запитываются либо электроприемники, либо другие вторичного уровня распределительные пункты. Распределительные пункты в зависимости от конструктивных особенностей и характера потребителя могут иметь различные названия: групповые или распределительные щиты, распределительные или силовые пункты, силовые или осветительные сборки, вводно-распределительные устройства (в многоэтажных домах), распределительные шинопроводы. Но в любом случае они содержат в определенном сочетании электрические аппараты (рубильники, предохранители, автоматы).

Второй, нижний, уровень – распределительные сети. Они обеспечивают передачу и распределение электроэнергии от РП до электроприемников.

В низковольтных распределительных сетях сельскохозяйственных районов, отличающихся небольшими нагрузками и выполнением воздушными линиями, распределение электроэнергии осуществляется проще – отпайками от воздушных линий без реализации распределительных пунктов. Это, естественно, снижает надежность и удобство эксплуатации сетей, но зато значительно уменьшает затраты на реализацию НВРС.

С точки зрения схемных решений силовые распределительные сети выполняются только по радиальным схемам, когда каждый электроприемник подключен к ближайшему распределительному пункту индивидуальной линией. При этом с целью снижения затрат на СРС распределительные пункты располагаются по возможности ближе к электроприемникам. Применение в СРС только радиальных схем обусловлено тем, что всегда должна быть обеспечена возможность снятия напряжения с линии, идущей к электроприемнику в случае его вывода из работы. А это может быть достигнуто только при радиальной схеме СРС.

Силовые питающие сети (СПС) могут иметь различные схемы: радиальные, магистральные, смешанные, кольцевые, с двухсторонним питанием.

Радиальные схемы (рис.3.29), когда к каждому распределительному пункту идет индивидуальная линия и в РУ 0,4 кВ ТП эта линия подключена к сборным шинам через отдельный автомат. Эти схемы отличаются наибольшей надежностью и, естественно, требуют наибольших затрат. Повреждение в какой-либо линии или в каком-либо распределительном пункте вызывает отключение только этой линии и не отражается на работе других линий и распределительных пунктов.

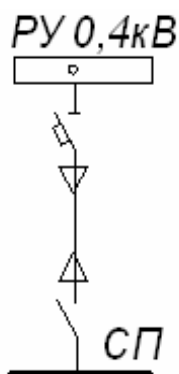


Рис.3.29. Радиальная схема НВРС

К достоинству радиальных схем относится также и то, что сосредоточение защитно-коммутационных аппаратов в одном месте на ТП

позволяет легче решать задачи автоматизации управления НВРС, а также упрощает задачи учета и нормирования электропотребления в цехе.

Единственным недостатком, сильно ограничивающим применение радиальных схем, являются высокие капитальные затраты, обусловленные необходимостью сооружения развитого РУ 0,4 кВ и прокладки большого числа радиальных линий СПС.

Магистральные схемы позволяют отказаться от применения громоздкого и дорогостоящего РУ 0,4 кВ ТП и дешевле выполнить СПС. Существует три характерных вида магистралей:

- Магистраль, выполненная кабелями или проводами;
- Магистраль, выполненная магистральным шинопроводом;
- Магистраль, выполненная магистральным и распределительными шинопроводами.

В первом случае, наиболее массовом, магистраль питает несколько распределительных пунктов, расположенных в каком-либо одном направлении от ТП, по цепочке (рис.3.30). Здесь существенно уменьшаются число и суммарная протяженность линий СПС, отходящих от ТП и прокладываемых по цеху, по сравнению с радиальной схемой.

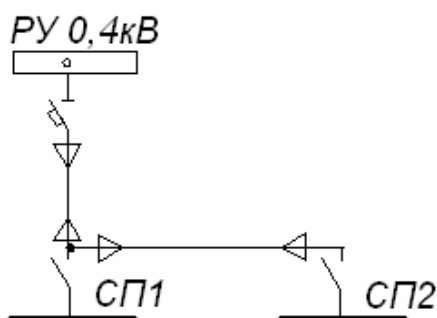


Рис.3.30. Магистральная схема НВРС, выполненная кабелями

Второй вид магистралей, применяемый в крупных цехах, – магистральные шинопроводы типа ШМА, выполняемые на большие токи (1250-3200 А). Они могут иметь различные конструкции и схемы подключения к РУ 0,4 кВ ТП (рис.3.31), но главная идея – передача электроэнергии по цеху с помощью шинной магистрали, к которой с

помощью ответвлений, выполняемых либо кабелями, либо изолированными проводами, подключаются распределительные пункты, расположенные в цехе. Такие схемы получили название «блок трансформатор-магистраль». При этом значительно снижаются затраты на РУ 0,4 кВ ТП и на реализацию СПС, а сама СПС становится универсальной и независимой от расположения технологического оборудования в цехе. Перестановка или полная замена технологического оборудования в цехе не требуют видоизменений в СПС.

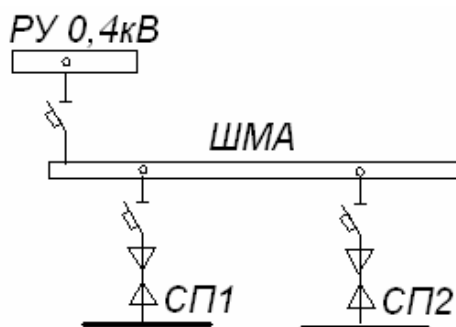


Рис.3.31. Магистральная схема НВРС, выполненная магистральным шинопроводом

Третий вид магистралей – совместное применение магистральных и распределительных шинопроводов (рис.3.32). Распределительные шинопроводы типа ШРА выполняются на небольшие токи (100-630 А). Они объединяют функции магистральной линии и распределительных пунктов одновременно, т.е. функции передачи и распределения электроэнергии. От ШРА к электроприемникам прокладывается СРС.

Естественный недостаток всех магистральных схем по сравнению с радиальными – более низкая надежность. При повреждении магистрали или на каком-либо ответвлении от нее потеряют питание все распределительные пункты, подключенные к данной магистрали.

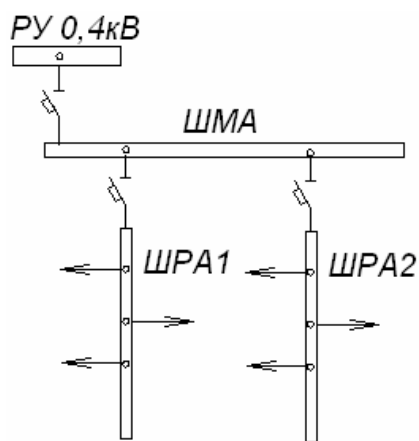


Рис.3.32. Магистральная схема НВРС, выполненная магистральным и распределительным шинопроводами

В чистом виде радиальные или магистральные схемы в СПС применяются редко. Наибольшее распространение имеют *смешанные схемы*, сочетающие в себе элементы радиальных и магистральных схем одновременно. При этом все схемы индивидуальны и сильно зависят от конкретных условий.

Всесторонний анализ этих схем, а также требований, предъявляемых к ним, позволяет сформулировать некоторые общие принципы и рекомендации, состоящие в следующем:

- Во всех случаях, когда позволяют требования по надежности электроснабжения, следует применять магистральные схемы с небольшими РУ 0,4 кВ ТП или вовсе без них. Только при наличии веских оснований допускается отказ от магистральных схем СПС и переход к радиальным;
- При наличии крупных единичных электроприемников или распределительных пунктов, для которых необходима индивидуальная линия и соответствующий автомат на 400 или 630 А, целесообразна радиальная схема, если не предусмотрен магистральный шинопровод;
- Если основная масса электроприемников в цехе по требуемой степени надежности электроснабжения является потребителями II

категории и есть лишь несколько единичных электроприемников I категории, то при общей магистральной схеме СПС в цехе электроприемники I категории должны непременно иметь радиальную схему с установкой АВР в РУ 0,4 кВ ТП или даже в распределительном пункте;

- Для потребителей I категории СПС должны быть резервированными, т.е. выполненными по *кольцевым схемам или схемам с двухсторонним питанием*;
- Если сложный и многозвенный технологический агрегат имеет несколько электроприемников, осуществляющих единый технологический процесс, и прекращение питания любого из этих электроприемников вызывает остановку всего агрегата в целом, то в таких случаях может использоваться магистральная схема питания этих электроприемников независимо от требуемой степени надежности;
- Если в цехе расположено несколько ТП и СПС выполнена магистральными шинпроводами, то широко используется их взаимное резервирование. Отдельные магистрали соединяются резервными перемычками, оборудованными рубильниками или автоматами. Это позволяет выводить в ремонт какие-либо ТП в цехе без отключения соответствующих магистралей. При спаде нагрузок в ночное время или во время ремонтов технологического оборудования такая система обеспечивает возможность отключения малозагруженных трансформаторов с целью экономии электроэнергии.

Большое влияние на принимаемые решения при выборе схемы, структуры и конструкции НВРС оказывают условия среды в цехе. При неблагоприятных средах (пожаро- и взрывоопасных, особо пыльных или агрессивных) имеется два способа выполнения НВРС:

- Первый – размещение всего основного электрооборудования ТП и

НВРС вне помещений с неблагоприятной средой, т.е. в специальных электротехнических помещениях, изолированных от неблагоприятных сред. При этом в производственных помещениях прокладываются с выполнением специальных требований только СРС, имеющие всегда только радиальную схему. Здесь каждый электроприемник, находящийся в цехе, запитывается индивидуальной линией от защитно-коммутационного аппарата, расположенного в специальном электротехническом помещении, изолированном от производственного с неблагоприятной средой;

- Второй, применяемый только в случаях, когда применение первого оказывается нерациональным или крайне сложным, состоит в использовании для НВРС специально сконструированного для конкретных неблагоприятных сред электрооборудования, например взрывозащищенного или взрывобезопасного.

3.4.2 Осветительные сети

Сети электрического освещения предназначены для электроснабжения осветительных установок – светильников с лампами накаливания, ДРЛ, люминесцентными лампами. Для светильников разрешается применять следующие напряжения:

- Не выше 380/220 В переменного тока – при заземленной нейтрали;
- 220 В – при изолированной нейтрали.

Для ручных переносных светильников в помещениях с повышенной опасностью должно применяться напряжение не выше 50 В. В особо неблагоприятных условиях, когда опасность поражения током усугубляется теснотой, неудобным положением работающего, соприкосновением с заземленными металлическими поверхностями, должно применяться напряжение не выше 12 В.

Напряжение большинства выпускаемых промышленностью источников света не превышает 220 В, что соответствует требованиям

электробезопасности. Для газоразрядных ламп, рассчитанных на напряжение 380 В, допускается применять линейное напряжение 380 В системы 380/220 В и фазное напряжение системы 660/380 В. Причем это возможно только при соблюдении следующих условий: выполнения ввода в осветительный прибор проводниками с изоляцией на напряжение не менее 660 В; ввод в осветительный прибор двух и трех разных фаз системы 660/380 В запрещается.

Осветительные сети обычно не совмещаются с силовыми сетями. Тем не менее, питание осветительных установок обычно производится от общих для силовых и осветительных сетей трансформаторов на напряжении 380/220 В при глухом заземлении нейтрали. Область применения самостоятельных осветительных трансформаторов ограничивается случаями, когда характер силовой нагрузки промышленных предприятий (мощные сварочные аппараты, частый пуск мощных электродвигателей) не позволяет при совместном питании обеспечить требуемое качество напряжения у ламп.

Если силовые электроприемники питаются от сети напряжением 660/380 В с заземленной нейтралью, то к этой же сети могут быть присоединены светильники, рассчитанные на напряжение 380 В (газоразрядные лампы). Питание же остальных осветительных приборов производится от промежуточных трансформаторов напряжением 660/380 В или от отдельных трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

При решении вопросов питания аварийного освещения (освещения, обеспечивающего минимальную освещенность при отключении рабочего освещения) необходимо учитывать требования СНиП и ПУЭ. В них указывается, что светильники аварийного освещения безопасности (для продолжения работ), а также светильники эвакуационного освещения в помещениях без естественного света должны присоединяться к независимому источнику или переключаться на него автоматически при внезапном отключении рабочего освещения (рис. 3.33а,б).

Светильники эвакуационного освещения в помещениях с естественным светом присоединяются к сети, независимой от сети рабочего освещения, начиная от распределительного устройства подстанции или от ввода в здание (рис.3.33в).

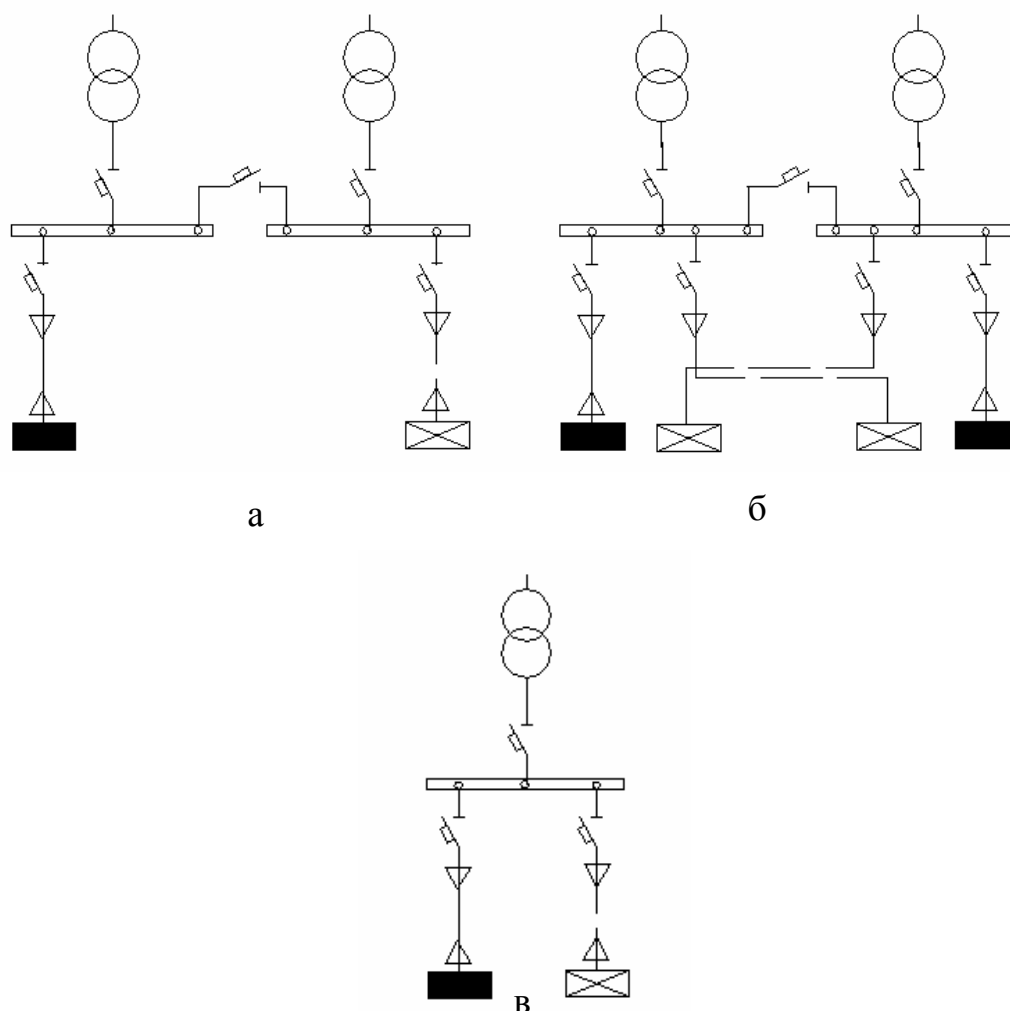


Рис.3.33. Варианты питания рабочего и аварийного освещения

Электрическая осветительная сеть в общем случае может состоять из следующих звеньев (рис.3.34): распределительное устройство трансформаторной подстанции 1, питающая сеть 2, магистральный щиток 3, щитки аварийного 4 и групповые щитки рабочего 5 освещения, групповая сеть 6, а также источники света 7. При реализации конкретных схем питания осветительных установок те или иные звенья могут отсутствовать.

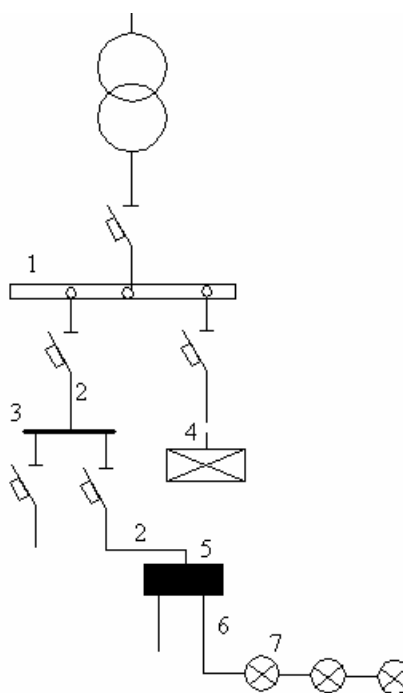


Рис.3.34. Структура осветительной сети

Как показано, сети освещения разделяются на питающие и групповые. К питающей сети относятся линии от трансформаторных подстанций или других точек питания до групповых щитков, к групповой сети – линии от групповых щитков до осветительных приборов.

В начале каждой питающей линии устанавливаются аппараты защиты и отключения. В начале групповой линии обязателен аппарат защиты, а отключающий аппарат может не устанавливаться при наличии таких аппаратов по длине линии или, когда управление освещением осуществляется аппаратами, установленными в линиях питающей сети.

Магистральные осветительные щиты получают питание одной мощной линией от подстанции, а затем осуществляют распределение электроэнергии между присоединенными к ним групповым щиткам. Наличие в схеме магистральных щитов позволяет сделать сложную разветвленную сеть более гибкой и структурированной. Это также позволяет избежать чрезмерного усложнения распределительного устройства подстанции.

Групповые щитки, в которых устанавливаются аппараты защиты и управления для групповых линий, предназначены для питания непосредственно осветительных приборов.

Размещая в помещении групповые щитки, следует руководствоваться следующими положениями:

- Для уменьшения протяженности групповой сети и расхода проводникового материала групповые щитки располагают в центре нагрузки;
- Для удобства обслуживания щитки располагают в местах, легкодоступных для обслуживающего персонала.

Схемы питающих сетей отличаются достаточным разнообразием. При этом могут быть использованы как радиальные, так и магистральные схемы питания. Различия между этими схемами с точки зрения области применения незначительны. В основном при решении вопроса питания осветительных установок руководствуются компоновкой помещений. Зачастую отдельными линиями следует питать производственные участки или цеха. При этом, с одной стороны, при использовании большого числа радиальных линий увеличивается общая протяженность сетей.

С другой стороны, при использовании магистралей могут чрезмерно возрастать сечения проводников. Ниже приведены схемы, наиболее часто встречающиеся при питании освещения и силовых электроприемников от общих трансформаторов (рис.3.35).

На рис. 3.35. показаны: 1 – групповые щитки рабочего освещения, 2 – отходящие линии силовых электроприемников, 3 – щитки аварийного освещения, 4 – магистральные осветительные щиты, 5 – главные магистрали.

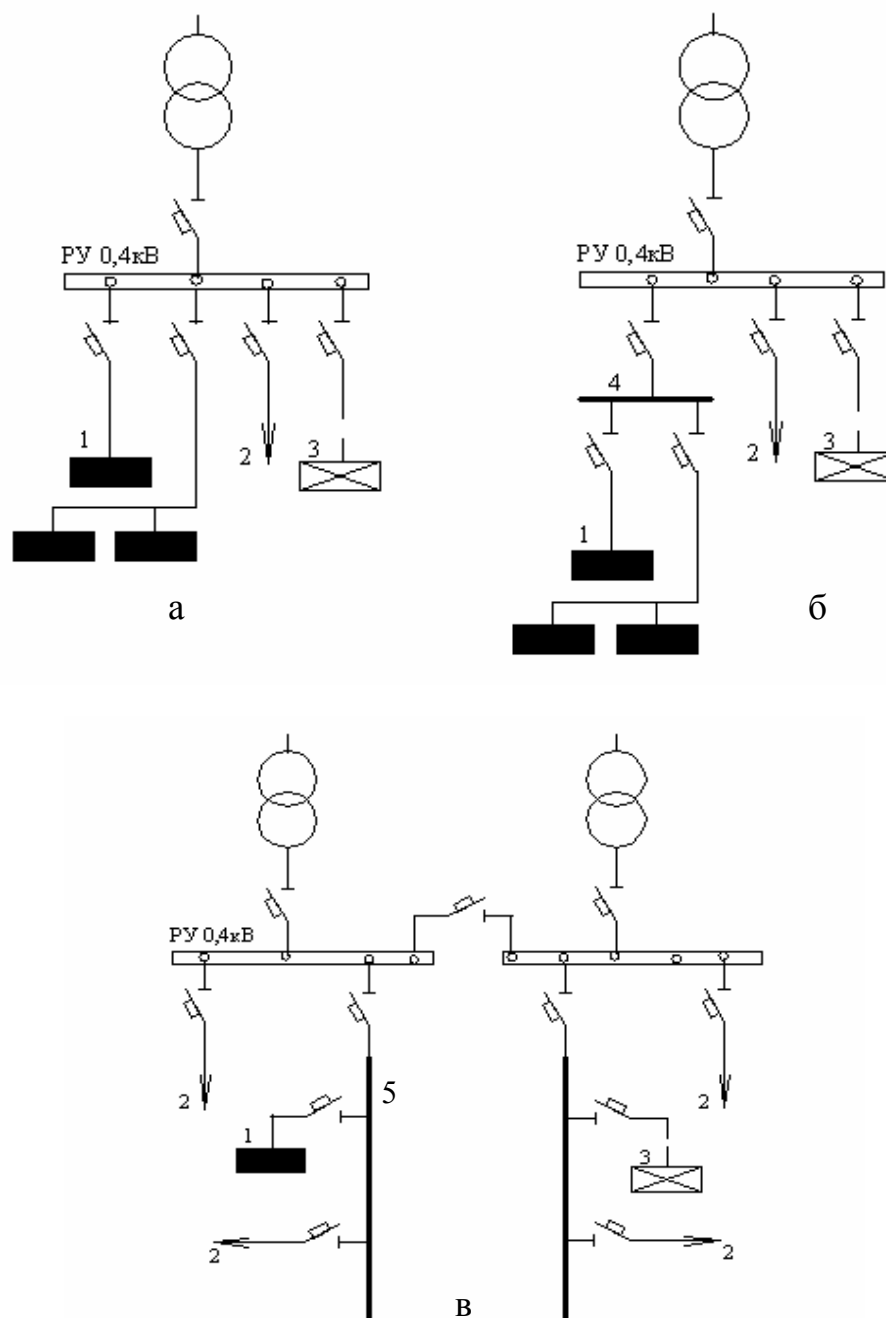


Рис.3.35. Схемы питания осветительных сетей
а – питание непосредственно от щита подстанции;
б – питание через магистральный щиток;
в – питание при системе блок трансформатор-магистраль;

При распределении светильников между линиями групповой сети следует руководствоваться установленными ПУЭ предельными данными по максимальному току аппаратов и числу подключенных ламп. Например, в каждую фазу групповой линии включается не более 20 ламп накаливания,

ДРЛ или не более 60-100 люминесцентных ламп в зависимости от максимальной единичной мощности источника света.

Групповые линии выполняют одно-, двух- и трехфазными. Увеличение фазности позволяет уменьшить уровень пульсаций освещенности.

При построении групповых сетей для трехфазных систем переменного тока применяются следующие схемы:

- Глухозаземленная нейтраль
 - двухпроводная однофазная (рис.3.36а,б);
 - двухпроводная двухфазная (рис.3.36д);
 - трехпроводная двухфазная с нулевым проводом (рис.3.36в);
 - трехпроводная трехфазная (рис.3.36е);
 - четырехпроводная трехфазная с нулевым проводом (рис.3.36г).
- Изолированная нейтраль
 - двухпроводная двухфазная (рис.3.36д);
 - трехпроводная трехфазная (рис.3.36е).

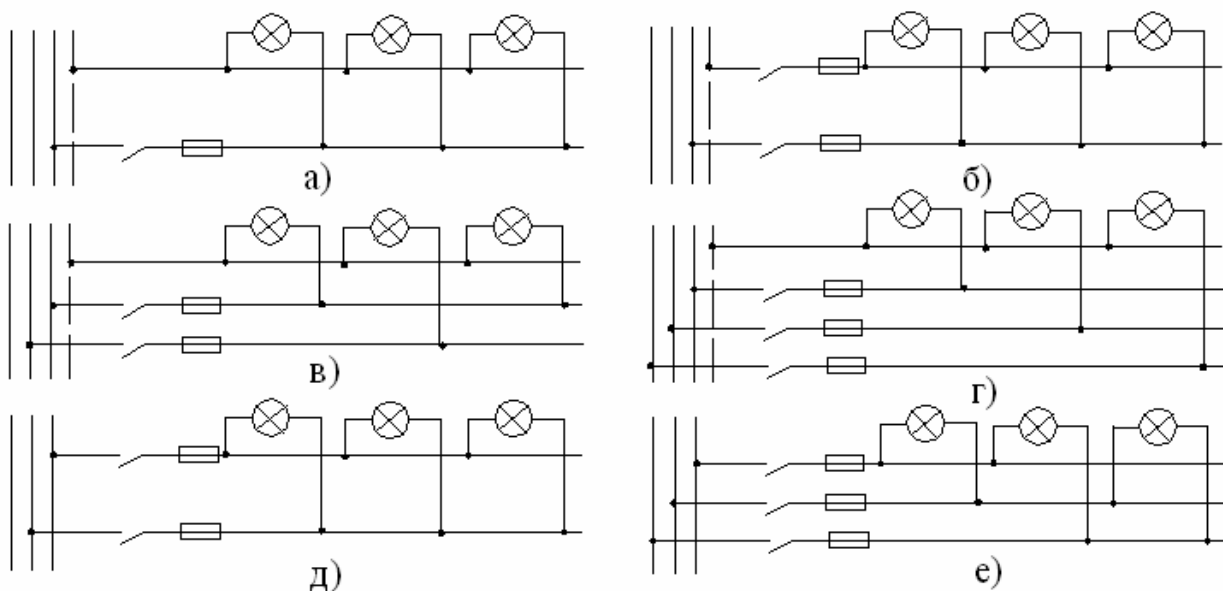


Рис.3.36. Схемы групповых сетей

В качестве способа подключения осветительных приборов по фазам групповой линии наиболее предпочтительным является *A-B-C-A-B-C....*

Данный вариант наиболее оптимален как с точки зрения снижения пульсаций освещенности, так и равномерности распределения освещенности.

3.4.3 Конструктивное исполнение сетей

Конструктивное выполнение низковольтных распределительных сетей для конкретных объектов отличается значительным многообразием. Устройство конкретной НВРС определяется большим числом факторов, которые характеризуют индивидуальные особенности сети (схема, величина нагрузок, занимаемая объектом площадь, требуемая степень надежности, стремление к снижению затрат и др.), а также большое количество норм и правил, отражающих условия среды и обеспечивающих электробезопасность.

Ниже приведена классификация способов конструктивного выполнения НВРС:

- Неизолированные проводники (провода воздушных линий, открытые токопроводы);
- Кабельные линии;
- Электропроводка (изолированные провода, кабели малых сечений);
- Шинопроводы (жесткий токопровод до 1 кВ заводского изготовления).

Самый простой и дешевый способ – неизолированными (голыми) проводами или шинами. Это воздушные ЛЭП, широко применяемые в сельских сетях, в сетях поселков и небольших городов, а также для питания наружного освещения и небольших потребителей на площадках промышленных предприятий. Все потребители электроэнергии (жилые дома, постройки хозяйственного назначения и др.) в таких сетях подключаются к воздушным линиям отпайками, выполняемыми, как правило, изолированными проводами с целью обеспечения пожаро- и электробезопасности.

В старых производственных цехах, построенных до 1970 года, встречаются магистральные открытые токопроводы, выполненные голыми

алюминиевыми проводами большого сечения или шинами и размещенные в межферменном пространстве под потолком цеха на изоляторах. Силовые пункты и крупные электроприемники получают питание от таких токопроводов отпайками, глухо присоединенными к токопроводу в нужном месте и выполняемыми кабелями или изолированными проводами. Открытые токопроводы располагаются в производственных помещениях на большой высоте выше зоны действия подъемных кранов, и считается, что они недоступны для случайного прикосновения или повреждения при падении каких-либо предметов.

Самый массовый и распространенный способ – выполнение сетей с помощью кабелей. Кабель является наиболее совершенным с точки зрения защищенности от внешней среды и электробезопасности заводским изделием, позволяющим в максимальной степени обеспечить индустриализацию монтажа сетей.

Помимо силовых кабелей в цехах промышленных предприятий широко используются контрольные, телефонные и другие специальные кабели. Кабели для НВРС (до 1000 В) имеют пластмассовую или резиновую изоляцию (тип АВВГ, АВРГ). Классификация способов прокладки включает в себя:

- Открытые (по конструкциям зданий, технологическим эстакадам);
- Скрытые (внутри конструкций, в траншеях);
- В кабельных сооружениях (в каналах, туннелях, блоках, на галереях и эстакадах).

При необходимости передачи больших токов кабельная канализация уступает по технико-экономическим соображениям шинопроводам, так как в этом случае кабельная сеть становится громоздкой и тяжелой.

При малых токах (при питании мелких потребителей) во многих случаях эффективнее использовать вместо кабелей электропроводки. Они выполняются изолированными проводами или небронированными кабелями мелких сечений (до 16 мм²) с резиновой или пластмассовой изоляцией жил

(АПР, АПВ, АПРВ, АПРТО, АРТ) и широко применяются внутри зданий и сооружений как для выполнения силовых и осветительных сетей, так и для цепей вторичной коммутации, защиты и управления. Электропроводки в соответствии с ПУЭ являются самостоятельным видом сетей до 1000 В с отдельными особенностями и требованиями к их выполнению. Способы прокладки электропроводки классифицируются следующим образом:

- Открытая (по конструкциям зданий, в лотках, коробах, трубах);
- Скрытая (в пустотах конструкций, в зазорах между плитами, в слое штукатурки);
- Наружная.

На рис.3.37 показаны варианты открытой электропроводки на лотках, на рис.3.38 – в коробах. Электропроводки в коробах в отличие от электропроводок в лотках защищают провода и кабели от загрязнений. Короба изготавливают в виде П-образных профилей с перегородками секциями длиной 3м. В коробах есть планки для крепления уложенных в них проводов и кабелей. Число проводов, прокладываемых в одном коробе, не должно быть более 12. Реже в цехах промышленных предприятий применяется прокладка на роликах и изоляторах.

Скрытая электропроводка применяется в конструктивных элементах зданий, в стенах, полах и перекрытиях, в фундаментах оборудования и т.п. и может быть выполнена в трубах, в каналах, образованных в толще бетона, и закладываться в строительные элементы зданий или трубы. Если предусмотрена электропроводка в трубах, то во всех случаях, где это допустимо, следует вместо металлических труб применять пластмассовые трубы. Металлические трубы следует использовать во взрывоопасных помещениях и в помещениях с коррозионной – активной средой.

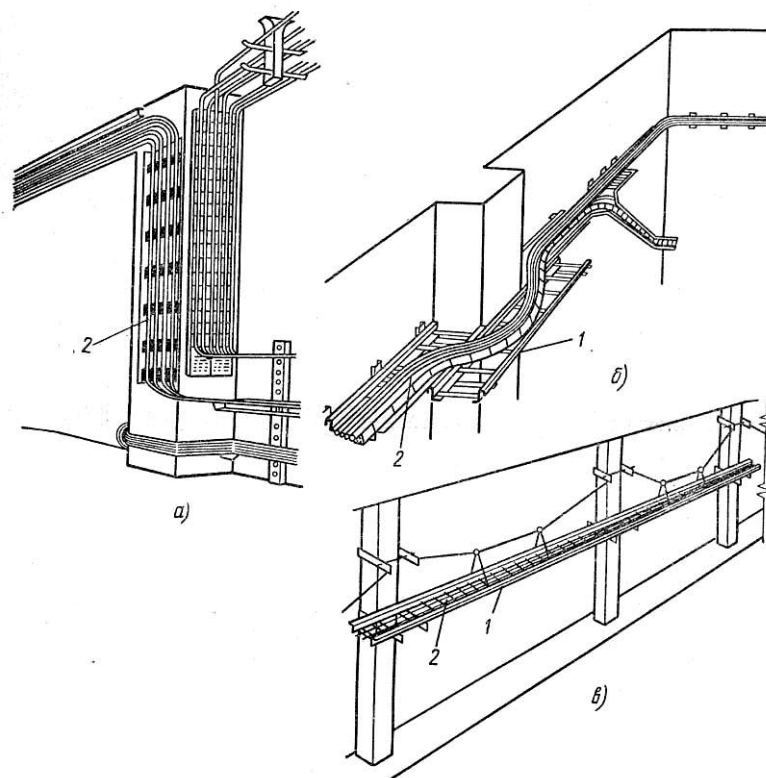


Рис.3.37. Выполнение открытой электропроводки на лотках
а – по колоннам, б – вдоль стен, в – подвеска на тросах,
1 – лоток, 2 – электропроводка

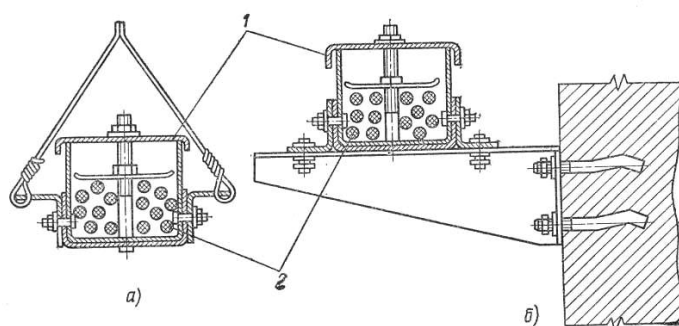


Рис.3.38. Выполнение открытой электропроводки в коробах
а – на тросах, б – на кронштейнах,
1 – короб, 2 – электропроводка

Широкое применение в цехах промышленных предприятий с нормальной средой имеют закрытые комплектные шинопроводы, изготавливаемые на заводах в виде готовых секций, собираемых в линии на месте монтажа. Они предназначены для открытой прокладки в производственных и электротехнических помещениях по опорным конструкциям, колоннам и фермам зданий, могут прокладываться в туннелях, по эстакадам, галереям и т.п. Комплектные шинопроводы имеют

степень защиты, обеспечивающую возможность их прокладки в производственных помещениях на небольшой высоте (2,5 м) от уровня пола, что упрощает их обслуживание и сокращает длину сетей. Применение комплектных шинопроводов обеспечивает индустриализацию монтажа, ускоряет монтажные работы и повышает их качество, а также повышает надежность НВРС и удобство их эксплуатации.

Существует несколько видов закрытых комплектных шинопроводов переменного тока:

- Магистральные (ШМА) на 1600-4000 А;
- Распределительные (ШРА, ШРМ) на 100-630 А;
- Осветительные (ШОС) на 25-100 А;
- Троллейные (ШТА, ШТМ) на 100-450 А.

Магистральные шинопроводы предназначены для выполнения мощных магистральных линий в НВРС. Имеют изолированные алюминиевые шины, заключенные в металлический кожух, предохраняющий от случайных прикосновений к шинам и защищающий их от повреждений. Изготавливаются в виде отдельных типовых секций, соединяемых на месте монтажа при помощи сварки или болтового сжима. Для разветвления шинопроводов предусмотрены ответвительные секции, для присоединения кабельных ответвлений – присоединительные секции. Существуют также угловые, подгоночные и гибкие секции. Нулевыми и одновременно заземляющими проводниками являются детали кожуха шинопроводов, выполненные из алюминиевого сплава.

Распределительные шинопроводы выполняют одновременно две функции: магистральной линии на относительно небольшой ток (до 630 А) и пунктов разветвления. Изготавливаются в виде короба из листовой стали, в котором закреплены на изоляторах четыре неизолированные алюминиевые шины. Электроприемники подключаются через ответвительные коробки, присоединяемые к шинопроводам через штепсельные разъемы, в которых устанавливается необходимая защитно-коммутационная аппаратура. При

этом обеспечивается повышенная электробезопасность благодаря тому, что доступ к аппаратам, установленным в ответвительной коробке, возможен только после снятия ответвительной коробки с шинопровода, т.е. после размыкания штепсельного разъема. Имеются распределительные шинопроводы специальной конструкции, предназначенные, например, для вертикальной прокладки в зданиях повышенной этажности, пылезащищенные для прокладки в помещениях с пыльной средой.

Осветительные шинопроводы предназначены для выполнения в производственных помещениях групповых осветительных сетей, а также для питания электрического ручного инструмента и других мелких электроприемников. Представляют собой закрытый металлический короб, внутри которого расположены четыре изолированных медных проводника. Соединение секций между собой осуществляется штепсельным устройством. Ответвления присоединяются с помощью специального штепсельного разъема. Принципиальное отличие осветительных шинопроводов от распределительных состоит в отсутствии ответвительных коробок с защитно-коммутационными аппаратами.

Троллейные шинопроводы предназначены для выполнения в производственных помещениях троллейных линий, которые используются для электропитания подвижных электроприемников, например мостовых кранов. Троллейная линия – это участок сети, предназначенный для передачи электроэнергии электроприемникам при помощи скользящих или катящихся токоъемников. Применение троллейных линий возможно в помещениях, не содержащих токопроводящую пыль.

На рис.3.39 приведены конструкции шинопроводов разных типов. Комплектные шинопроводы применяются только для внутренних сетей. При необходимости выхода шинопровода за пределы помещения, а также в условиях стесненности, сложных изгибов, в случаях пересечения трубопроводов, строительных конструкций и т.п. удобнее заменять секции

магистрального шинопровода кабельными вставками на большие токи (более 1000 А).

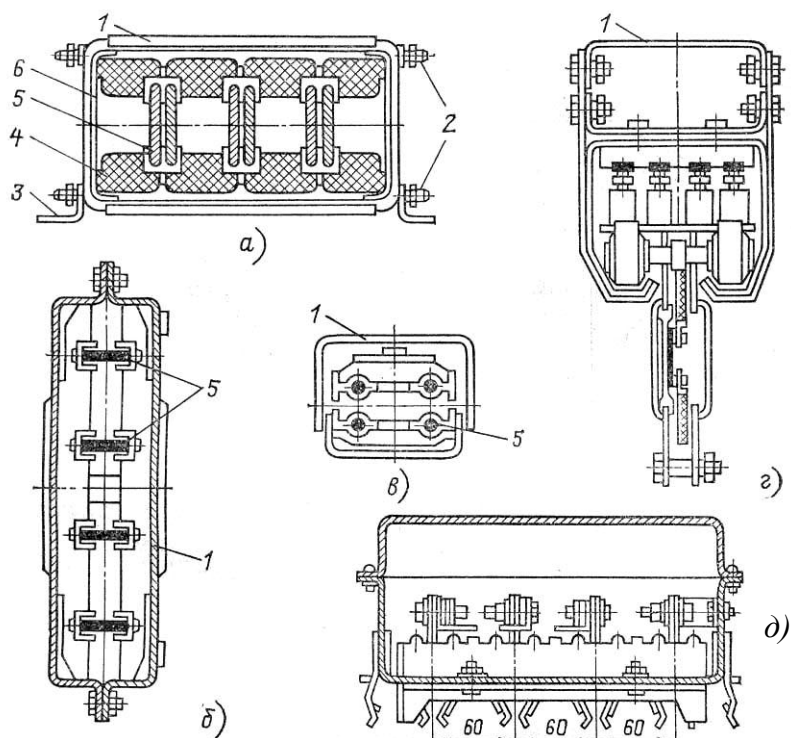


Рис.3.39. Конструкция шинопроводов различных серий и их элементы
а – магистральный ШМА, б – распределительный ШРА,
в – осветительный ШОС, г – троллейный ШТМ, д – выводная коробка
1 – крышка, 2 – стяжные болты, 3 – уголки, 4 – изоляторы, 5 – шины, 6 – ярмо

3.4.4 Распределительные пункты в НВРС

Распределительные пункты – распределительные устройства напряжением до 1 кВ – состоят из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, измерительными приборами и вспомогательными устройствами. К таким распределительным устройствам относятся: распределительные щиты, силовые пункты, посты управления и др.

В силовых НВРС распределительные пункты с небольшим количеством присоединений часто называют *силовыми пунктами (шкафами)*. Эти пункты являются границей между силовыми питающими и силовыми распределительными сетями и выполняют две функции: распределения

электроэнергии и защиты линий силовых распределительных сетей. В зависимости от используемых защитных аппаратов различают два вида силовых пунктов.

Первый – *силовые пункты с плавкими предохранителями*, например типа ШР-11 (рис.3.40). Шкафы представляют собой металлический корпус с дверью, внутри которого установлена съемная сборка, представляющая собой раму с вводным рубильником, и предохранителями отходящих линий. Эти силовые пункты отличаются небольшой стоимостью и, естественно, некоторыми неудобствами в эксплуатации, возникающими при замене сгоревших предохранителей. Имеют 5-8 трехполюсных групп предохранителей серии ПН2 или НПН2 на номинальные токи 60, 100 и 250 А и вводной рубильник, с помощью которого отключается напряжение при замене предохранителей. При выводе из работы какого-либо электроприемника или при замене предохранителей требуется отключение всего силового пункта вводным рубильником.

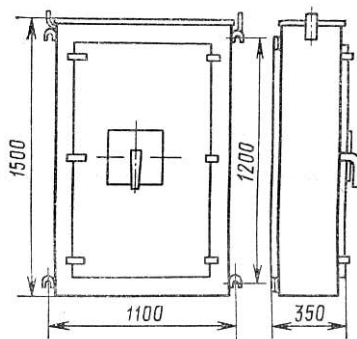


Рис.3.40. Общий вид шкафов типа ШР-11

Второй – *силовые пункты с автоматами*, например, серий ПР8500, ПР8700, ПР11 с автоматами типа ВА, АЕ и АЗ700. Эти силовые пункты, естественно, дороже, но отличаются большими удобствами в эксплуатации, имеют от четырех до двенадцати трехполюсных автоматов для отходящих линий и, если необходимо, вводной автомат. Для восстановления питания по какой-либо отходящей линии после устранения неисправности в ней

достаточно включить соответствующий автомат. При этом не нужно, как в первом случае, отключать весь силовой пункт.

Если требуется большее число присоединений и большая распределяемая мощность, то используются более громоздкие и более дорогие *распределительные щиты*, которые комплектуются из отдельных панелей (вводных, секционных, торцевых и др.). Устанавливают их на трансформаторных подстанциях, в машинных залах и на электростанциях. Щиты изготавливают в открытом и закрытом исполнении. Щиты открытого исполнения состоят из панелей, устанавливаемых в специальных электротехнических помещениях. Щиты закрытого исполнения устанавливают в цехах промышленных предприятий. Щиты серии ЩО-70 рассчитаны на одностороннее обслуживание, защитных ограждений сверху и сзади не имеют (рис.3.41). Панели ПАР-11М заменяют основные типоразмеры щитов типа ЩО и имеют уменьшенные габаритные размеры. Панели могут применяться в промышленности, сельском хозяйстве, для комплектации трансформаторных подстанций, для электроснабжения жилых и общественных зданий.

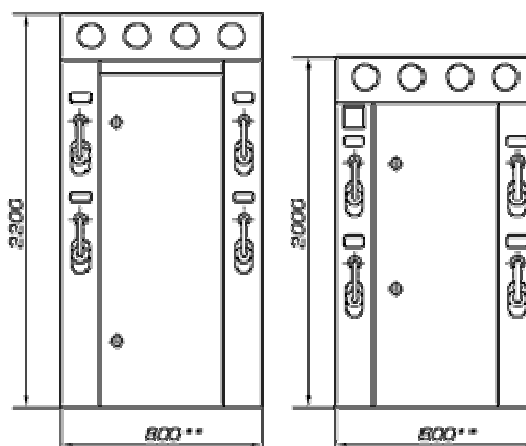


Рис. 3.41. Общий вид панелей ЩО-70

В жилых и общественных зданиях, запитываемых от отдельно стоящих ТП, используют специальные *вводно-распределительные устройства*, например, типа ВРУ. Они предназначены для приема, распределения и учета электроэнергии и защиты отходящих линий. В серию ВРУ входят вводные и

распределительные панели. Устройство шкафов ВРУ представляет собой сборку из панелей шкафного типа одностороннего обслуживания. На съемной раме внутри установлены защитно-коммутационные аппараты. Счетчики и трансформаторы тока устанавливаются в отдельном отсеке.

В осветительных сетях производственных и административных зданий в качестве пунктов разветвления используются *щитки осветительные*, например, типа ОЩВ, ЩОА, оснащаемые трехполюсными и однополюсными автоматами (рис.3.42). Они предназначены для распределения электрической энергии трехфазного переменного тока напряжением 380/220В, защиты от перегрузок и токов короткого замыкания в групповых сетях и для нечастых включений и отключений электрических цепей.

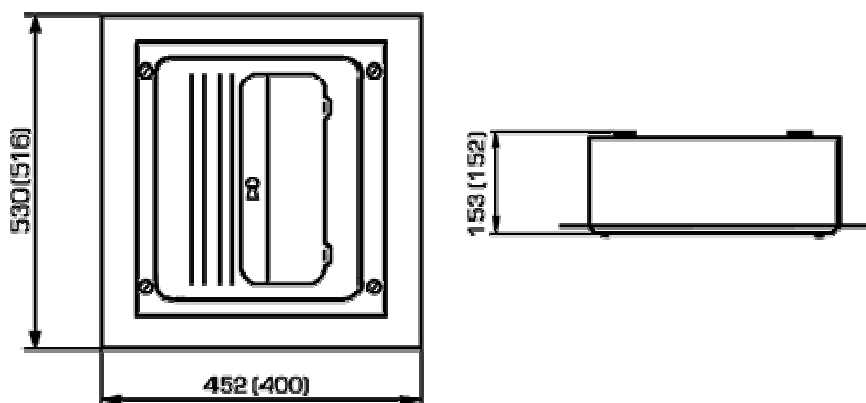


Рис.3.42. Общий вид щитков типа ОЩВ

Силовые пункты, содержащие лишь один аппарат и служащие для коммутации и защиты одной трехфазной линии напряжением 380/220 В, называются *силовыми ящиками*, например ЯС, ШС, ЯУ. Они оснащаются либо блоком рубильник-предохранитель, либо автоматом.

4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

4.1. Понятие электрической нагрузки

Электрическая нагрузка – это мощность, потребляемая электрической установкой в определенный момент времени. Если электрическая нагрузка рассматривается на присоединении электроприемника к электрической сети, то в этом случае речь идет об электрической энергии, потребляемой электроприемником как преобразователем её в другие виды энергии. Когда же рассматривается узел электрической сети, то речь идет об электрической энергии, передаваемой по её элементам. Следовательно, в данном случае электрическая нагрузка в каждый момент времени будет определяться мощностью определенного числа включенных в работу электроприемников, присоединенных к этому узлу электрической сети.

Электрическая нагрузка группы электроприемников $P(t)$ является случайной величиной, как следствие случайной реализации электрифицированных технологических процессов, когда в каждый момент времени количество и мощность включенных в работу электроприемников случайны.

Для узлов электрической сети, начиная с ТП 10/0,4 кВ и выше (рис.2.3), можно считать, что электрическая нагрузка как случайная величина распределена по нормальному закону распределения вероятностей. Эта гипотеза базируется на центральной предельной теореме теории вероятностей, смысл которой заключается в следующем: если случайная величина является следствием большого количества слагаемых, каждое из которых случайно и слабо влияет на сумму, то нет основания отвергать гипотезу о распределении этой случайной величины по нормальному закону распределения вероятностей. Математически это можно представить в виде

$$P_t = \sum_{i=1}^n P_i, \quad (4.1)$$

где P_i – мощность отдельного электроприемника; P_t – значение электрической нагрузки узла электрической сети, к которому присоединено n электроприемников. И чем больше n , тем больше основание не отвергать гипотезу о распределении электрической нагрузки по нормальному закону распределения вероятностей. Данное обстоятельство позволяет моделировать электрическую нагрузку при решении определенных задач проектирования и управления электроэнергетическими объектами.

При указанном представлении электрической нагрузки как случайного явления, т.е. при фиксированном времени, она рассматривается как бы в «статике». Однако такой подход для решения задач по управлению электроэнергетическими объектами является явно недостаточным. Поэтому зачастую необходимо рассматривать электрическую нагрузку в «динамике», когда её характеристики как случайной величины изменяются во времени. При таком представлении электрическая нагрузка является случайным процессом и характер её поведения может быть описан теорией случайных процессов.

Случайным процессом называют такой процесс, конкретный вид которого в результате реализации заранее неизвестен. Электрическая нагрузка на практике, как случайный процесс, всегда имеет только одну (из бесчисленного множества возможных) реализацию, которая является следствием случайного функционирования электрифицированных технологических процессов. Эта реализация, очевидно, есть обычный (неслучайный) процесс, который может быть представлен графически (рис.4.1).

При фиксированном времени t (то есть в сечении времени t) случайный процесс превращается в случайную величину, а его реализация в значение случайной величины $P(t)$.

В ходе дальнейшего изложения электрическая нагрузка будет рассматриваться либо как случайный процесс, либо как случайная величина,

в зависимости от того, рассматривается ли она на всем диапазоне изменения времени t или при его фиксированном значении.

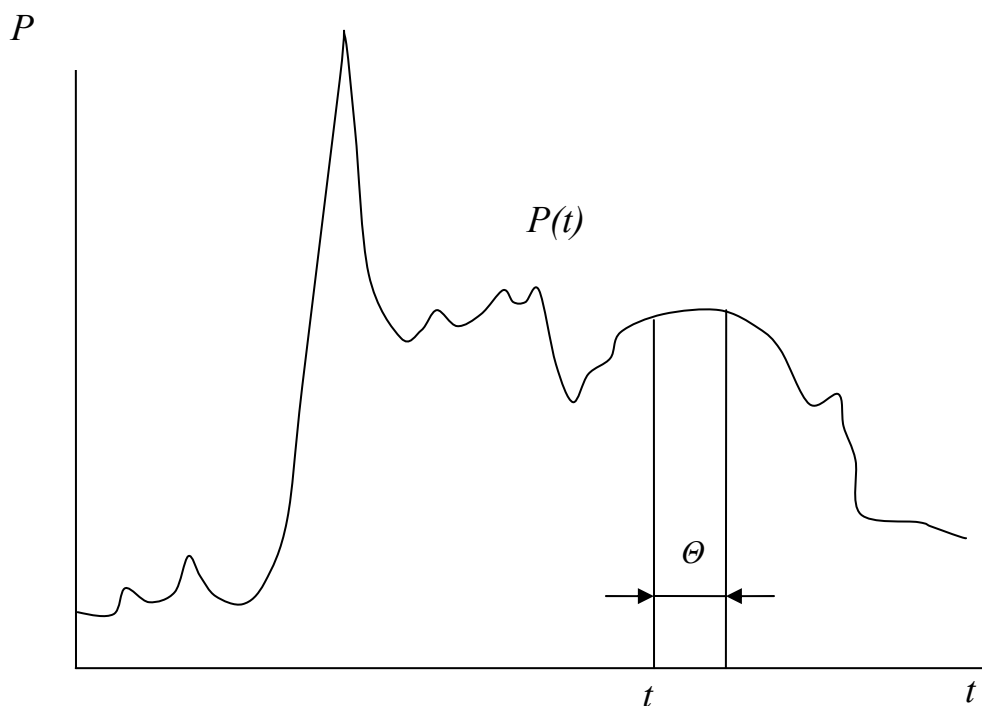


Рис.4.1. Реализация электрической нагрузки

С обобщенной точки зрения электрическая нагрузка может быть представлена как результат электрифицированной жизнедеятельности человека в различных её сферах: в промышленности, в быту, в сельском хозяйстве и т.д. Поэтому характер изменения её во времени зависит от характера названной жизнедеятельности человека, на который оказывают влияние множество факторов, приводящих к тому, что электрическая нагрузка проявляет изменчивый характер во времени. Эта изменчивость формируется, в основном, под действием таких природных явлений как суточное и годовое вращение земли, сказывающееся в смене времени суток и года, а так же принятых человеком понятий рабочего и выходного дня. Однако указанная изменчивость поведения электрической нагрузки, как правило, проявляет определенные устойчивые закономерности, позволяющие создать и использовать методики для физико-математического

представления электрической нагрузки на стадиях проектирования и управления электроэнергетическими объектами.

4.2. Графики электрических нагрузок, их числовые характеристики

Как было определено выше – электрическая нагрузка является случайным процессом и графически может быть представлена в виде непрерывно изменяющейся реализации (рис.4.1). Для решения практических задач по управлению режимами работы электроэнергетических объектов такая форма представления информации об электрической нагрузке неприемлема, т.к. она не отражается в виде числовой последовательности и, следовательно, исключается возможность использования цифровых технических систем для обработки этой информации. Таким образом, исходя из этого, информацию об электрической нагрузке, представленную в виде реализации случайного процесса, необходимо преобразовать в числовую последовательность без потери информации о такой важной характеристике, как количестве электроэнергии, переданной по элементу электрической сети. Таким преобразованием является оценка средних значений электрической нагрузки на последовательных интервалах реализации Θ (рис.4.1, часто используют интервалы длиной 30 или 60 минут) одинаковой длины по выражению

$$P_{\Theta} = \frac{1}{\Theta} \int_t^{t+\Theta} P(t) dt, t = 1, 2, \dots, n, \quad (4.2)$$

где n соответствует длине рассматриваемого интервала времени T . Эта форма представления информации называется графиком электрической нагрузки и может быть определена для полного тока ($I(t)$), активной, реактивной и полной мощности ($P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$).

Для решения некоторых практических задач часто используются следующие числовые характеристики графиков электрической нагрузки:

- Среднее значение на интервале T

$$I_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_i = \frac{1}{T} \sum_r I_r \tau_r, \quad (4.3)$$

где n – число одинаковых интервалов осреднения (ступенек) на графике $I(t)$; i – номер интервала осреднения на графике $I(t)$; I_i – величина i -й ступеньки графика $I(t)$; I_r – величина r -й ступеньки, когда интервалы осреднения различной длины, и в этом случае τ_r – длительность r -й ступеньки;

- Среднеквадратическое или эффективное значение нагрузки на интервале T

$$I_{ск} = I_{эф} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_i^2} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_r I_r^2 \tau_r}; \quad (4.4)$$

- Дисперсия нагрузки на интервале T

$$D_I = \sigma_I^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (I_i - I_{cp})^2 = \frac{1}{T} \sum_r (I_r - I_{cp})^2 \tau_r; \quad (4.5)$$

- Коэффициент максимума нагрузки

$$K_{\max} = \frac{I_{\max}}{I_{cp}} \geq 1; \quad (4.6)$$

- Коэффициент формы графика

$$K_{\phi} = \frac{I_{ск}}{I_{cp}} \geq 1; \quad (4.7)$$

- Коэффициент заполнения

$$K_{зан} = \frac{I_{cp}}{I_{\max}} \leq 1; \quad (4.8)$$

- Коэффициент равномерности

$$K_p = \frac{I_{\min}}{I_{\max}} \leq 1. \quad (4.9)$$

В частном случае, если $I_t = \text{const}$,

$$K_{\max} = 1, K_{\phi} = 1, I_{эф} = I_{cp} = I_{\max} = I_{\min}.$$

4.3. Понятие расчетной нагрузки как эквивалентной по нагреву

Протекание тока нагрузки по элементу электрической сети приводит к его нагреву в результате потерь электроэнергии на активном сопротивлении. При нагреве проводников в первую очередь страдает изоляция, затем контактные соединения, а затем сами проводники. Поэтому для тех элементов системы электроснабжения, которые имеют изоляцию, нагревающуюся вместе с проводниками, предельно допустимая температура нагрева определяется изоляцией. В теории расчетных электрических нагрузок чаще используется температура перегрева проводника относительно окружающей среды, т.к. мощность, рассеиваемая с нагретого тела в окружающую среду, зависит от разности температур.

Различают три вида допустимой температуры перегрева:

- Длительно допустимая температура перегрева в нормальном режиме ($\nu_{\partial\partial}$), соответствующая длительно допустимому току

$$\nu_{\partial\partial} = t_{\partial\partial} - t_{oc} \quad (t_{\partial\partial} = 50 \div 80^\circ\text{C}), \quad (4.10)$$

где $t_{\partial\partial} = (50...80)^\circ\text{C}$ – длительно допустимая температура нагрева для массовых видов изоляции (резина, пластмасса, бумага, масло); t_{oc} – температура окружающей среды;

- Допустимый перегрев при перегрузках (ν_n) в течение ограниченного времени ($t_n = 90...120^\circ\text{C}$). При этом происходит ускоренное старение изоляции. Известно, так называемое, 8-градусное правило, заключающееся в том, что при превышении температуры перегрева на 8 градусов относительно $\nu_{\partial\partial}$ срок службы изоляции сокращается вдвое;
- Максимально допустимый кратковременный перегрев при коротких замыканиях ν_{max} ($t_{max} = 125...350^\circ\text{C}$).

Процесс нагрева элемента электрической сети, например трехжильного кабеля, описывается уравнением теплового баланса

$$3I^2 R_0 (1 + \alpha \nu) dt = cd \nu + A \nu dt \quad (4.11)$$

где R_0 – удельное сопротивление кабеля, Ом/км;

ν – перегрев кабеля относительно окружающей среды, °С;

α – температурный коэффициент увеличения сопротивления проводника, 1/°С;

c – удельная теплоемкость кабеля, Вт·с/°С·км;

A – коэффициент теплоотдачи, характеризующий отдачу тепла с поверхности 1 км кабеля. Вт/°С;

t – время, с.

Левая часть уравнения (4.11) представляет собой энергию, выделившуюся в кабеле за счет протекания тока величиной I за время dt . Первое слагаемое правой части – энергия, затраченная на повышение температуры кабеля на величину $d\nu$. Второе – энергия, рассеянная с поверхности кабеля за время dt при температуре перегрева кабеля относительно окружающей среды ν .

Коэффициент A возрастает с увеличением ν так же, как и возрастает величина $(1+\alpha\nu)$. Поэтому для упрощения дальнейших рассуждений можно принять $\alpha=0$; $A=A_0=const$. Тогда уравнение (4.11) можно записать в упрощенной форме, разделив его на $A dt$

$$\frac{3I^2 R_0}{A_0} = \frac{c}{A_0} \frac{d\nu}{dt} + \nu, \quad (4.12)$$

$$\nu_{уст} = T_0 \frac{d\nu}{dt} + \nu, \quad (4.13)$$

где $T_0 = \frac{c}{A}$ – постоянная времени нагрева кабеля, с;

$\nu_{уст} = \frac{3I^2 R_0}{A_0}$ – установившееся значение перегрева, °С.

Решением уравнения (4.13) является зависимость перегрева от времени

$$\nu(t) = \nu_{уст} - (\nu_{уст} - \nu_0) e^{-\frac{t}{T_0}}, \quad (4.14)$$

кривая которого для простейшего одноступенчатого графика тока приведена на рис.4.2.

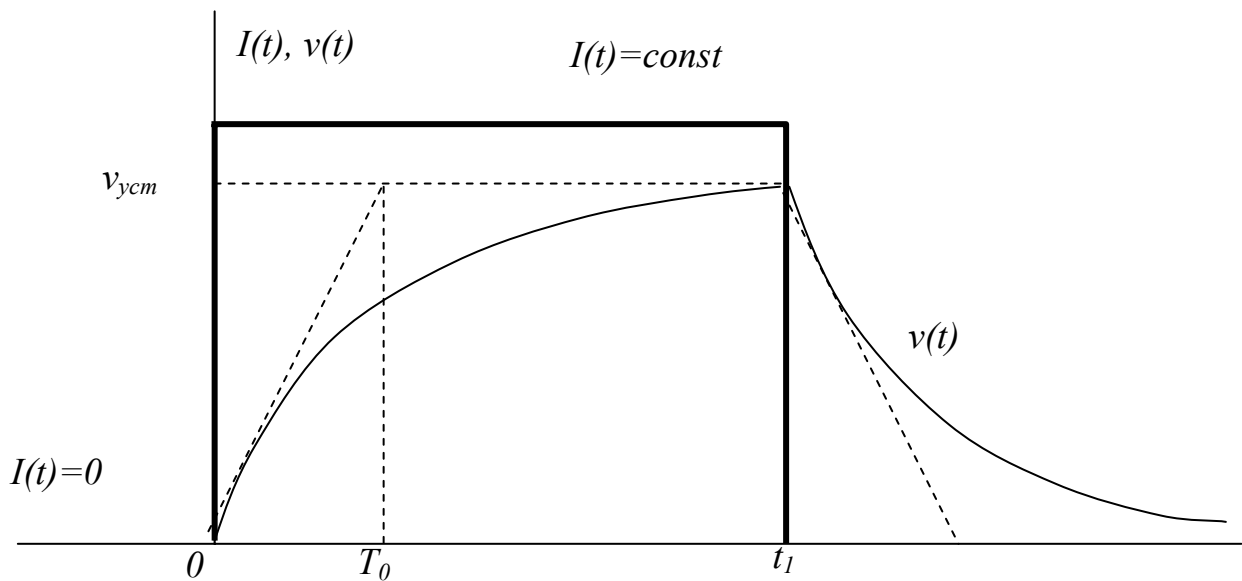


Рис.4.2. График перегрева

При $t \leq 0$, $I(t)=0$, $v(t)=0$. При $0 \leq t \leq t_l$ по кабелю протекает ток $I(t) = const$ и происходит нагрев кабеля от $v(t)=0$ до v_{ycm} по экспоненте (4.14). Величина T_0 характеризует время нагрева кабеля от любой исходной температуры до v_{ycm} при условии отсутствия теплоотдачи с поверхности кабеля в окружающую среду. Величина v_{ycm} – температура перегрева, при достижении которой наступает тепловое равновесие: количество тепла, выделяемого в кабеле при протекании по нему тока равно количеству тепла, отдаваемого с поверхности кабеля в окружающую среду.

При $t \geq t_l$ ток в кабеле отключен, кабель охлаждается, температура перегрева уменьшается от v_{ycm} до нуля с той же постоянной времени T_0 . Только в этом случае T_0 – время, в течение которого температура кабеля уменьшается до температуры окружающей среды при условии постоянства теплоотвода с поверхности кабеля, равного теплоотводу при v_{ycm} .

Задаваясь значением $v_{ycm}=v_{\partial\partial}$, можно определить величину длительно допустимого тока $I_{\partial\partial}$

$$I_{\partial\partial} = \sqrt{\frac{v_{\partial\partial} A}{3R_0}}. \quad (4.15)$$

Эта величина $I_{\partial\partial}$ указывается в справочных данных для каждой марки и сечения жил кабеля, для различных условий прокладки (в земле, в воздухе). Итак, длительно допустимый ток – это такая величина тока в кабеле, при которой его установившаяся температура перегрева равна $v_{\partial\partial}$, а срок службы его изоляции равен нормативному (20 лет).

Если ток в проводнике $I(t)$ изменчив во времени (рис.4.3), то определение его расчетной нагрузки производится следующим образом.

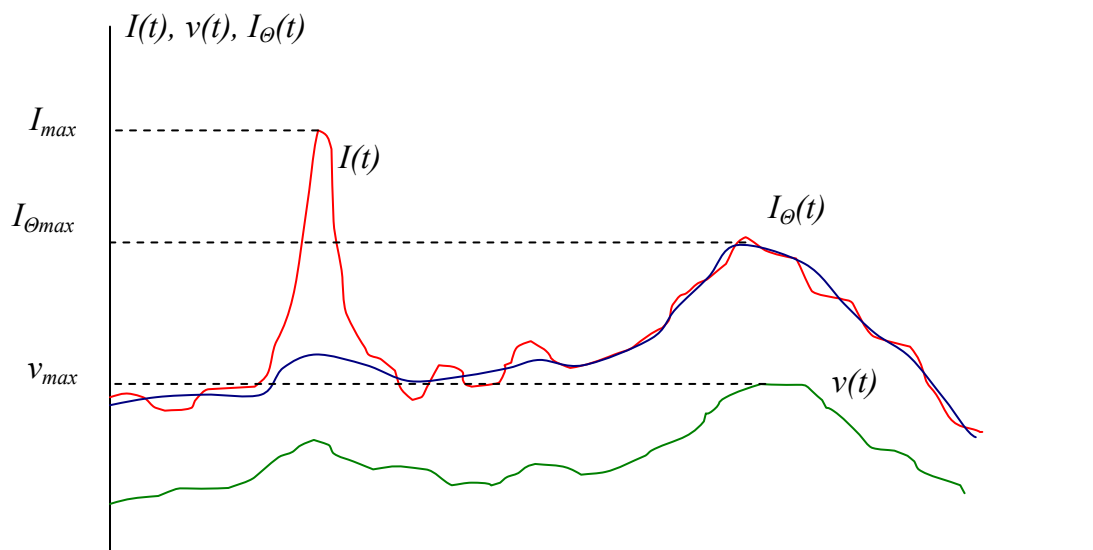


Рис.4.3. Графики тока в кабеле и его температуры перегрева

Представим себе, что каким-либо способом получен график температуры перегрева $v(t)$ для заданного графика тока $I(t)$. На этом графике отметим максимальное значение v_{max} , которое не совпадает по времени с максимальным значением тока. Максимальный ток протекает короткое время и не вызывает из-за инерционности процесса нагрева максимального перегрева. Подставив значение $v_{уст} = v_{max}$ в выражение для установившегося перегрева найдем расчетный ток I_p :

$$I_p = \sqrt{\frac{v_{max} A}{3R_0}}. \quad (4.16)$$

Итак, расчетный ток – это такое эквивалентное неизменное во времени значение тока, которое вызывает установившийся перегрев проводника, равный максимальному перегреву при изменчивом графике тока $I(t)$.

В действительности получить график $v(t)$ сложно. Поэтому для нахождения I_p используют, так называемый, принцип максимума средней нагрузки.

Зададимся интервалом времени $0 \leq \Theta \leq T$, отложим его в начале координат на рис. 4.3 и вычислим средний ток на этом интервале. Далее будем сдвигать этот интервал по оси t , все время вычисляя и нанося на график средние на этом интервале значения тока. Другими словами, произведем осреднение $I(t)$ на скользящем интервале Θ :

$$I_{\Theta}(t) = \frac{1}{\Theta} \int_t^{t+\Theta} I(t) dt \quad (4.17)$$

Как видно из рис.4.3, график $I_{\Theta}(t)$ больше соответствует графику $v(t)$, чем график $I(t)$. Максимальное значение этого графика соответствует по времени v_{max} . Это обусловлено тем, что нагрев определяется энергией, пропорциональной произведению квадрата тока на время, а не величиной максимального значения тока на графике I_{max} . Максимальный ток I_{max} не создает максимального перегрева, так как он действует кратковременно.

Поэтому оказывается, что при оптимальном значении $\Theta = 3T_0$ максимальное значение графика $I_{\Theta}(t)$ равно расчетной нагрузке

$$I_p = I_{\Theta \max} . \quad (4.18)$$

В этом и состоит принцип максимума средней нагрузки. Оптимальным для Θ является такой интервал времени, когда перегрев проводника в конце этого интервала не зависит от перегрева в начале, т.е. от предыстории процесса, а целиком определяется энергией на интервале Θ .

На практике осреднение на скользящем интервале заменяют для простоты осреднением на последовательных интервалах Θ , поэтому графики нагрузок чаще всего строят в виде ступенек. Во многих случаях принимают $\Theta=30$ мин, что соответствует $T_0=10$ мин, характерному для проводов и

кабелей сечением 10...25 мм², являющихся наиболее массовыми в сетях напряжением 380 В.

4.4. Вероятностная модель расчетной нагрузки

Процесс изменения нагрузки во времени математически наиболее полно отражается в понятии нестационарного случайного процесса. Нагрузка в каждый момент времени является случайной величиной, закон распределения которой зависит от времени.

Расчетная (максимальная) нагрузка реализуется не в любое время суток, а лишь в период максимальной производительности, т.е. в период наиболее загруженной смены. Если у этого периода исключить начало и конец смены, а также обеденный перерыв, то получим установившийся однородный процесс, который можно классифицировать как стационарный эргодический. Допущение о стационарности процесса позволяет упростить решение поставленной задачи – изучение процесса можно заменить изучением случайной величины. Одним из важнейших свойств стационарных процессов является то, что в любом сечении этого процесса (в любой момент времени) имеется одна и та же случайная величина, закон распределения которой не изменяется во времени.

На рис.4.4 показана кривая плотности вероятности случайной величины I_{θ} . Для ответа на вопрос, какое значение I_{θ} взять за расчетное, следует воспользоваться принципом практической невозможности маловероятных событий. Необходимо только задаться величиной той малой вероятности ε , для которой мы считаем случайные события практически невозможными.

Таким образом, за расчетную нагрузку I_p принимается такое конкретное значение случайной величины I_{θ} , вероятность превышения которого не более ε . На рис.4.4 величина ε равна заштрихованной площади:

$$\varepsilon = \int_{I_p}^{\infty} f(I_{\theta}) dI_{\theta} \quad (4.19)$$

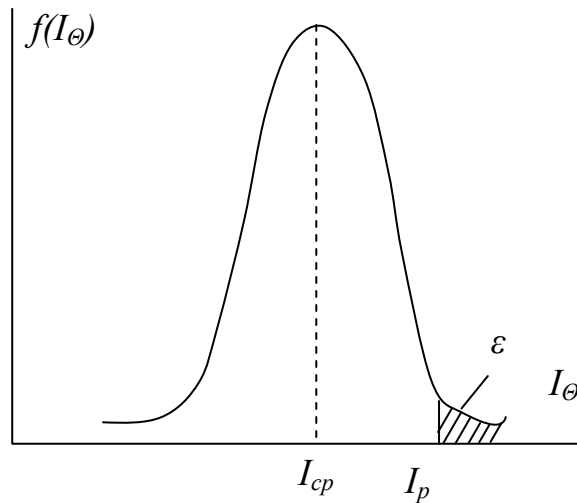


Рис.4.4. К определению I_p

В этом и состоит суть вероятностной модели расчетной нагрузки. Осталось рассмотреть только, как конкретно вычисляется величина I_p в функции ε . Для этого необходимо определить закон распределения I_Θ (найти аналитическое выражение $f(I_\Theta)$), для чего приведем следующие рассуждения.

Нагрузка потребителя в период наиболее загруженной смены складывается из нагрузок большого числа электроприемников, работу которых с определенной степенью идеализации можно считать независимой. Тогда в соответствии с центральной предельной теоремой теории вероятностей закон распределения нагрузки для каждого момента времени на интервале стационарности можно считать близким к нормальному. Это допущение имеет ключевое значение, так как случайная величина, имеющая нормальный закон распределения, полностью характеризуется лишь двумя параметрами: средним и дисперсией (рис. 4.4).

$$f(I_\Theta) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_I} e^{-\frac{(I_\Theta - I_{cp})^2}{2\sigma_I^2}}, \quad (4.20)$$

где I_{cp} – средняя нагрузка на интервале наиболее загруженной смены; σ_I – среднеквадратическое отклонение нагрузки.

Численное значение I_p в случае нормального закона распределения можно найти в соответствии с (4.20):

$$\varepsilon = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_I} \int_{I_p}^{\infty} e^{-\frac{(I_{\Theta}-I_{cp})^2}{2\sigma_I^2}} dI_{\Theta}. \quad (4.21)$$

Решение такого уравнения приведено в справочной литературе по теории вероятностей и имеет вид

$$I_p = I_{cp} + \beta\sigma_I, \quad (4.22)$$

где β – значение стандартной нормальной случайной величины для заданного ε (табл.4.1).

Таблица 4.1

Связь значений ε и I_p		
ε	β	I_p
0,0014	3,0	$I_{cp} + 3,0\sigma_I$
0,025	1,96	$I_{cp} + 1,96\sigma_I$
0,05	1,65	$I_{cp} + 1,65\sigma_I$

В соответствии с вероятностной моделью расчетной нагрузки (4.22):

$$\begin{aligned} I_p = I_{\max} &= I_{cp} + \beta\sigma_I = I_{cp} + \beta\sqrt{K_{\phi}^2 I_{cp}^2 - I_{cp}^2} = \\ &= I_{cp}(1 + \beta\sqrt{K_{\phi}^2 - 1}) = I_{cp}K_{\max} \end{aligned} \quad (4.23)$$

где $K_{\max} = 1 + \beta\sqrt{K_{\phi}^2 - 1}$ – коэффициент максимума графика нагрузки.

В заключение следует еще раз отметить принятые при выводе формулы (4.22) допущения: стационарность процесса изменения нагрузки в период наиболее загруженный смены и нормальность закона распределения нагрузки. Эти допущения являются некоторой идеализацией реального процесса, но зато позволяют получить простую модель расчетной нагрузки в виде (4.22). Погрешности, возникающие при этом, несущественны.

4.5. Методы определения расчетных нагрузок

4.5.1 Метод коэффициента использования и коэффициента максимума (метод упорядоченных диаграмм)

Пусть имеется группа n электроприемников. Известны номинальные мощности всех этих электроприемников – $p_{ном\ i}$ ($i=1,2,\dots,n$), а также их коэффициенты использования для периода наиболее загруженной смены k_{ui} и $tg\varphi_i$. Тогда расчетная активная P_p и реактивная Q_p нагрузки определяются следующим образом:

$$P_p = \left(\sum_i^n p_{ном\ i} k_{ui} \right) K_m = P_{ном} K_u K_m = P_{см} K_m, \quad (4.24)$$

$$Q_p = \sum_i^n p_{ном\ i} k_{ui} tg\varphi_i = Q_{см}, \quad (4.25)$$

где K_u , K_m – коэффициенты использования и максимума группового графика нагрузки на интервале времени наиболее загруженной смены; $P_{см}$, $Q_{см}$ – средняя активная и средняя реактивная мощности за наиболее загруженную смену; k_{ui} – коэффициент использования i -го электроприемника. В методе упорядоченных диаграмм определяется статистически обследованием аналогичных действующих электроприемников на действующих предприятиях.

В соответствии с (4.23) коэффициент максимума K_m группового графика нагрузки определяется его коэффициентом формы K_ϕ . Величина K_ϕ в методе упорядоченных диаграмм в самом упрощенном виде определяется следующим образом.

Дисперсия группового графика нагрузки может быть выражена через его коэффициенты использования K_u и формы K_ϕ :

$$\sigma_p^2 = P_{эф}^2 - P_{ср}^2 = K_\phi^2 K_u^2 \left(\sum_i^n p_{ном\ i} \right)^2 - K_u^2 \left(\sum_i^n p_{ном\ i} \right)^2 = K_u^2 (K_\phi^2 - 1) \left(\sum_i^n p_{ном\ i} \right)^2. \quad (4.26)$$

Эта же дисперсия может быть вычислена (при независимости нагрузок электроприемников) как сумма дисперсий нагрузок всех электроприемников, входящих в данную группу

$$\sigma_p^2 = \sum_i^n \sigma_{pi}^2 = \sum_i^n (p_{\text{эфи}}^2 - p_{\text{срi}}^2) = \sum_i^n (p_{\text{номi}}^2 k_{ui}^2 k_{\phi i}^2 - p_{\text{номi}}^2 k_{ui}^2), \quad (4.27)$$

где k_{ui} , $k_{\phi i}$, σ_{pi}^2 , – параметры графика нагрузки i -го электроприемника; $p_{\text{номi}}$ – номинальная мощность i -го электроприемника; K_u , K_ϕ , σ_p^2 – параметры группового графика нагрузки.

Если принять, что все электроприемники в группе имеют одинаковый режим работы, т.е. $k_{\phi i} = \text{const} = k_\phi$, $k_{ui} = \text{const} = k_u = K_u$, то выражение (4.27) примет вид

$$\sigma_p^2 = K_u^2 (K_\phi^2 - 1) \sum_i^n (p_{\text{номi}}^2). \quad (4.28)$$

Левые части уравнений (4.26) и (4.27) равны, приравняем правые:

$$K_u^2 (K_\phi^2 - 1) \left(\sum_i^n p_{\text{номi}} \right)^2 = K_u^2 (K_\phi^2 - 1) \sum_i^n (p_{\text{номi}}^2). \quad (4.29)$$

Из этого уравнения можно найти коэффициент формы группового графика K_ϕ :

$$K_\phi = \sqrt{1 + (k_\phi^2 - 1) \frac{\sum_i^n (p_{\text{номi}}^2)}{\sum_i^n (p_{\text{номi}})^2}} = \sqrt{\frac{1 + (k_\phi^2 - 1)}{n_{\text{эф}}}}, \quad (4.30)$$

где $n_{\text{эф}} = \frac{(\sum p_{\text{номi}})^2}{\sum p_{\text{номi}}^2}$ – эффективное число электроприемников.

Подставив полученное значение K_ϕ в (4.23), получим

$$K_M = 1 + \beta \sqrt{\frac{(k_\phi^2 - 1)}{n_{\text{эф}}}} = f(K_u, n_{\text{эф}}). \quad (4.31)$$

Между коэффициентами k_u и k_ϕ существует неоднозначная зависимость, характер которой показан на рис.4.5 в виде области, ограниченной двумя кривыми.

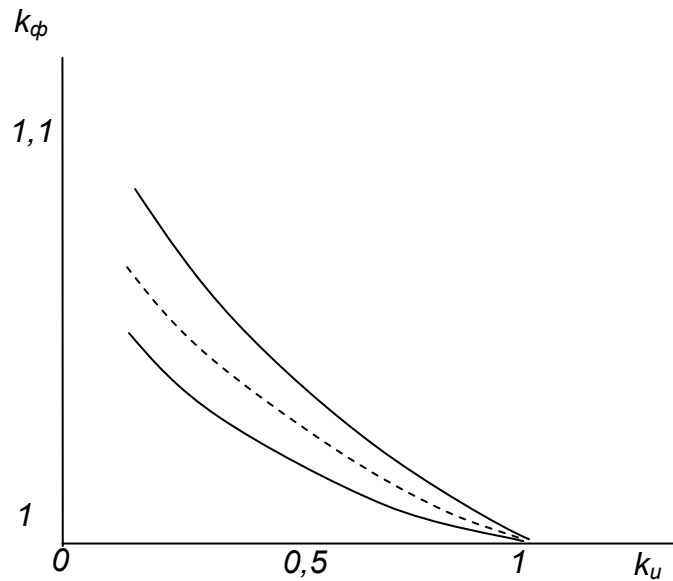


Рис.4.5. Зависимость $k_{\phi}=f(k_u)$

Для предельно равномерного графика, когда все электроприемники включены и имеют полную нагрузку на интервале наиболее загруженной смены:

$$k_u = K_u = 1, K_{\phi} = 1.$$

При уменьшении загрузки электроприемников возникает неравномерность в их работе, увеличивается неравномерность группового графика, уменьшается K_u и увеличиваются дисперсия и K_{ϕ} .

Если найти усредненную зависимость $k_{\phi}=f(k_u)$, которая на рис.4.5 показана пунктиром, принять $K_u=k_u$, подставить ее в выражение (4.31), то получим

$$K_{.m} = 1 + \beta \sqrt{\frac{(f^2(k_u) - 1)}{n_{эф}}}. \quad (4.32)$$

Это выражение представляет собой центральную идею метода упорядоченных диаграмм. По нему построены номограммы, приведенные в справочной литературе и имевшие вид, показанный на рис.4.6.

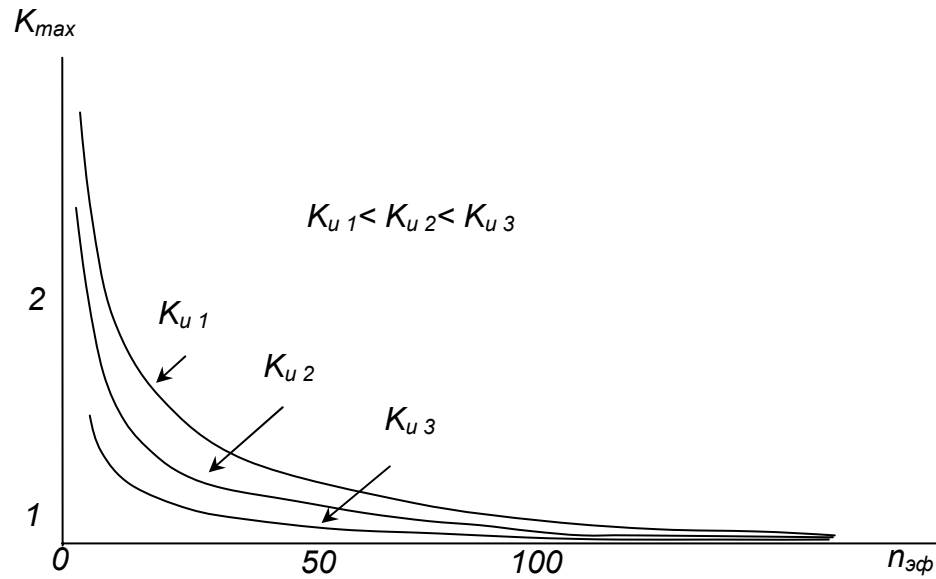


Рис.4.6. Зависимость $K_m = f(k_u, n_{эф})$

Итак, расчетная нагрузка группы n электроприемников методом упорядоченных диаграмм определяется следующим образом:

- отыскиваются по справочнику значения k_{ui} и $tg\varphi_i$ для всех электроприемников в группе.
- вычисляются средняя активная $P_{см}$ и реактивная $Q_{см}$ мощности за наиболее загруженную смену

$$P_{смi} = k_{ui} p_{номi}, \quad Q_{смi} = P_{смi} tg\varphi_i \quad (4.33)$$

- определяется групповой коэффициент использования K_u

$$K_u = \frac{\sum P_{смi}}{\sum P_{номi}} \quad (4.34)$$

- вычисляется значение $n_{эф}$

$$n_{эф} = \frac{(\sum p_{номi})^2}{\sum p_{номi}^2} \quad (4.35)$$

- по номограмме для функции (4.32) определяется K_m
- определяется расчетная активная P_p и реактивная Q_p нагрузки

$$P_p = K_m \sum P_{смi}, \quad Q_p = K_m \sum Q_{смi} \quad (4.36)$$

$$K_{мQ} = 1,1 \text{ при } n_{эф} \leq 10$$

$$1 \text{ при } n_{эф} > 10 \quad (4.37)$$

Рассмотрим физический смысл величины $n_{эф}$. Для этого построим упорядоченную диаграмму номинальных мощностей электроприемников в группе (рис.4.7).

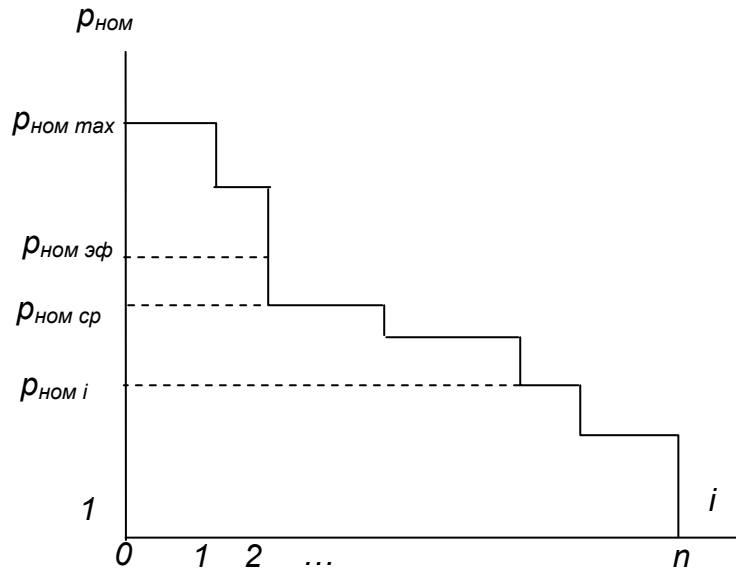


Рис.4.7. Упорядоченная диаграмма номинальных мощностей электроприемников

Вычислим для этой диаграммы:

$$P_{ном ср} = \frac{\sum p_{ном i}}{n} \quad - \quad \text{среднее значение номинальной мощности}$$

электроприемника в группе.

$$P_{ном эф} = \sqrt{\frac{\sum p_{ном i}^2}{n}} \quad - \quad \text{эффективное значение упорядоченной диаграммы}$$

номинальных мощностей группы n электроприемников.

Тогда

$$n_{эф} = \frac{(\sum p_{ном i})^2}{\sum p_{ном i}^2} = \frac{(nP_{ном ср})^2}{nP_{ном эф}^2} = \frac{n}{k_{\phi i}^2}, \quad (4.38)$$

где $k_{\phi i}$ – коэффициент формы упорядоченной диаграммы номинальных мощностей электроприемников в группе.

Так как $k_{\phi i} \geq 1$, то всегда $n_{\phi} \leq n$. Причем $n_{\phi} = n$ только в случае, когда $p_{ном i} = const = P_{ном ср} = P_{ном \phi}$ и $k_{\phi i} = 1$.

Из указанного вытекает, что неравномерность группового графика нагрузки будет тем выше, чем больше неравномерность номинальных мощностей электроприемников в группе. Физический смысл здесь очевиден: если электроприемники в группе сильно отличаются по мощности, то при случайном характере их включения и отключения их взаимное компенсирующее влияние на пики и провалы группового графика будет меньше, чем при одинаковой номинальной мощности электроприемников.

Поэтому под n_{ϕ} понимается такое эквивалентное число одинаковых по номинальной мощности и режиму работы электроприемников, которое обуславливает то же расчетное значение K_m , что и группа различных по мощности электроприемников. При $n \rightarrow \infty$ согласно (4.32) $K_m \rightarrow 1$. Это означает, что при неограниченном возрастании n_{ϕ} групповой график нагрузки стремится к $P(t) = const$. Однако все это справедливо только для интервала установившегося процесса наиболее загруженной смены. В остальное время (обеденные перерывы, пересмены и пр.) вследствие нестационарности режима работы неравномерный групповой график $P(t) = var$ имеет место и при больших n_{ϕ} .

Таким образом, достоинством метода упорядоченных диаграмм является достаточно «тонкий» учет влияния на неравномерность группового графика особенностей электроприемников в группе, что характеризуется значениями их k_u и n_{ϕ} . Но воспользоваться этим достоинством (этим методом вообще) можно при условии, если известны для всех электроприемников значения $p_{ном i}$ и $k_{u i}$. Если эти данные не точны, возникает погрешность определения расчетных нагрузок, иногда весьма значительная. Поэтому областью применения метода упорядоченных диаграмм является расчет нагрузок в НВРС, питающих массовые электроприемники,

аналогичные электроприемникам на действующих предприятиях, для которых статистическим путем определены значения k_{ui} .

В случаях, когда нет точного списка электроприемников или достоверных значений их k_{ui} , метод упорядоченных диаграмм неприменим.

4.5.2 Метод коэффициента спроса

Это чисто статистический метод, и в нем не рассматриваются тонкости формирования группового графика нагрузки из индивидуальных. Расчетная нагрузка:

$$P_p = K_c \sum_{i=1}^n p_{ном i}, \quad (4.39)$$

где $K_c = \frac{P_p}{P_{ном}} = K_u K_{max} \leq 1$ – коэффициент спроса, выявляемый

статистическим путем для всех типовых объектов (групп, участков, цехов) путем обследованием аналогичных объектов на действующих предприятиях.

Эти значения приведены в справочниках вместе со значениями k_u . Область применения данного метода – оценка расчетных нагрузок по ТП, по элементам ВВРС, в центре питания, но в любом случае для тех объектов, для которых известно $\sum_{i=1}^n p_{ном i}$ и имеются справочные данные о K_c .

4.5.3 Метод удельной плотности нагрузок

Удельная плотность нагрузки:

$$p_{уд} = \frac{P_p}{S}, \frac{кВт}{м^2}, \quad (4.40)$$

где P_p – расчетная нагрузка объекта, кВт; S – площадь производственного объекта, $м^2$, является для различных видов производств различных отраслей промышленности статистически устойчивой величиной. Например, для металлообрабатывающих цехов в машиностроении $p_{уд}=(0,15...0,25)$ кВт/ $м^2$, для электросварочных и термических цехов $p_{уд}=(0,3...0,5)$ кВт/ $м^2$.

Расчетная нагрузка с достаточно высокой точностью может быть определена для цеха промышленного предприятия следующим образом:

$$P_p = p_{y\partial} S. \quad (4.41)$$

Разумеется, при этом должна все время вестись работа по анализу статистики о величинах $p_{y\partial}$ и $tg\varphi$ с оценкой и прогнозированием их динамики изменения во времени, обусловленной техническим прогрессом.

4.5.4 Метод удельного расхода электроэнергии

Удельный расход электроэнергии:

$$w_{y\partial} = \frac{W_T}{M}, \frac{\kappa Bтч}{ед.прод.}, \quad (4.42)$$

где M – заданный объем выпуска продукции за время T ; W_T – количество электроэнергии, необходимое для выпуска продукции объемом M , может определяться статистическим обследованием аналогичных действующих производств, а также аналитически на основе прямого вычисления необходимых затрат электроэнергии на выпуск единицы заданной продукции. Расчетная нагрузка:

$$P_p = \frac{w_{y\partial} M}{T_{\max}}, \quad (4.43)$$

где $T_{\max}$ – годовое число часов использования максимума нагрузки.

Этот метод при аналитически вычисленных $w_{y\partial}$ отличается наибольшей точностью и применяется для тех объектов (участков, цехов, предприятий в целом), для которых имеются данные о $w_{y\partial}$.

4.5.5 Метод прямого расчета группового графика нагрузки

Этот метод применяется для групп небольшого числа мощных электроприемников, для которых известны их индивидуальные графики нагрузки. Групповой график рассчитывается как сумма индивидуальных, осредняется на скользящем или на последовательных интервалах Θ , а расчетная нагрузка определяется как $P_p = \max\{P_{\Theta}(t)\}$.

4.6. Расчет нагрузки электрического освещения

Электрические сети в цехах промпредприятий выполняются отдельно для осветительных (осветительные электросети) и для силовых (силовые электросети) электроприемников. Расчет нагрузок для сетей электрического освещения производится методом коэффициента спроса:

$$P_p = nPK_c\alpha, Q_p = P_ptg\varphi, \quad (4.44)$$

где n – количество ламп; P – мощность одной лампы; K_c – коэффициент спроса осветительной нагрузки (0,6-1,0); α – коэффициент, учитывающий потери в пускорегулирующей аппаратуре (1,1-1,3); $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности (для ламп накаливания – 0, для газоразрядных ламп ДРЛ – 0,33).

4.7. Расчет нагрузки высоковольтных электроприемников

Расчетная нагрузка высоковольтных электроприемников (асинхронных и синхронных двигателей, получающих питание на напряжении 6(10) кВ) определяется следующим образом:

$$P_p = \sum k_{ui}P_{ном i}, Q_p = \sum k_{ui}P_{ном i}tg\phi_i, \quad (4.45)$$

где $P_{ном i}$, k_{ui} , $tg\phi_i$ – активная номинальная мощность, коэффициент использования и коэффициент реактивной мощности i -го высоковольтного электроприемника.

Для синхронных двигателей необходимо, кроме того, определить максимальную реактивную мощность, которую двигатель может генерировать. Она зависит от загрузки двигателя активной мощностью и относительного напряжения на зажимах двигателя:

$$Q_{CD} = \frac{K_{зQ}P_{ном}tg\phi}{\eta}, \quad (4.46)$$

где $P_{ном}$, η , $tg\phi$ – номинальные параметры двигателя; $K_{зQ}$ – коэффициент допустимой загрузки двигателя по реактивной мощности.

4.8. Расчет электрических нагрузок в СЭС промышленных предприятий

Расчетные нагрузки силовых электросетей рассчитываются различными методами. При определении этих расчетных нагрузок в иерархической структуре СЭС рассматриваются шесть уровней, различающихся характером электропотребления и, как следствие, способом определения расчетных нагрузок.

I уровень – силовые распределительные сети. Эти сети представляют собой радиальные линии, питающие отдельные электроприемники от силовых пунктов. Расчетная нагрузка для этих линий определяется как максимальная фактическая мощность электроприемника.

$$P_p = k_z p_{ном}, Q_p = P_p \operatorname{tg} \phi, \quad (4.47)$$

где k_z – коэффициент загрузки по активной мощности данного электроприемника; $p_{ном}$ – номинальная мощность данного электроприемника; $\operatorname{tg} \phi$ – коэффициент реактивной мощности для фактической загрузки электроприемника.

При отсутствии сведений о k_z , принимают $k_z=1$, $\operatorname{tg} \phi = \operatorname{tg} \phi_{ном}$. В этом случае $P_p = p_{ном}$, $Q_p = Q_{ном}$.

Аналогично определяется расчетная нагрузка линий, питающих до трех электроприемников.

II уровень – силовые питающие сети. Здесь расчетные нагрузки определяются по методу упорядоченных диаграмм.

III уровень – шины РУ 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ. За расчетную принимается сумма расчетных нагрузок силовой и осветительной сети с учетом мощности низковольтных компенсирующих устройств ($Q_{ку нн}$), установленных в сети 0,4 кВ данной ТП.

$$P_p = P_{p \text{ сил нн}} + P_{p \text{ осв}}, Q_p = Q_{p \text{ сил нн}} + Q_{p \text{ осв}} - Q_{ку нн}. \quad (4.48)$$

IV уровень – шины РП 10 кВ. Расчетная нагрузка по РП принимается как сумма расчетных нагрузок всех ТП и высоковольтных

электроприемников ($P_{p \text{ сил вн}}, Q_{p \text{ сил вн}}$), запитанных от данного РП, с учетом высоковольтных компенсирующих устройств ($Q_{ку вн}$).

$$P_p = \sum P_{p \text{ ТП}} + P_{p \text{ сил вн}}, Q_p = \sum Q_{p \text{ ТП}} + Q_{p \text{ сил вн}} - Q_{ку вн}. \quad (4.49)$$

V уровень – шины РУ 10 кВ центра электропитания предприятия (ГПП или ЦРП).

VI уровень – граница раздела балансовой принадлежности сетей энергосистемы и промышленного предприятия.

Расчетные нагрузки на последних двух уровнях определяются аналогично четвертому.

Для отдельных электроприемников, имеющих длительный режим работы ($k_u > 0,6$), т.е. имеющих практически постоянный график нагрузки, расчетная нагрузка равна средней за наиболее загруженную смену независимо от уровня электроснабжения.

4.9. Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Электрические нагрузки жилых зданий складываются из нагрузки электроприемников квартир и силовых нагрузок (лифтовых установок, электродвигателей насосов, вентиляторов и др.).

Расчетная нагрузка всех элементов сети (питающих линий, вводов в здание, шин 0,4 кВ ТП), обусловленная квартирными электроприемниками, определяется методом удельной мощности нагрузки:

$$P_{кв} = p_{кв \text{ уд}} n, \quad (4.50)$$

где $p_{кв \text{ уд}}$ – удельная расчетная нагрузка одной квартиры (принимается по справочникам); n – количество квартир.

Расчетная нагрузка линий, питающих лифтовые установки, определяется методом коэффициента спроса:

$$P_{лифт} = P_{\Sigma \text{ лифт}} K_{с \text{ лифт}}, \quad (4.51)$$

где $K_{с \text{ лифт}}$ – коэффициент спроса лифтовых установок; $P_{\Sigma \text{ лифт}}$ – суммарная установленная мощность лифтовых установок.

Расчетная нагрузка линий, питающих электродвигатели насосов водоснабжения, вентиляции и другие сантехнические устройства:

$$P_{\text{сантех}} = P_{\Sigma \text{ сантех}} K_{\text{с сантех}}, \quad (4.52)$$

где $K_{\text{с сантех}}$ – коэффициент спроса двигательной нагрузки сантехнических устройств; $P_{\Sigma \text{ сантех}}$ – суммарная установленная мощность двигателей.

Полная расчетная нагрузка жилого дома (или группы жилых домов):

$$P_{\text{жд}} = (P_{\text{сантех}} + P_{\text{лифт}}) K_{\text{у}} + P_{\text{кв}}, \quad (4.53)$$

где $K_{\text{с}}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки (0,9).

Компенсация реактивных нагрузок в сетях питающих жилые здания не требуется.

4.10. Расчет электрических нагрузок общественных зданий

Электрические нагрузки любого общественного здания складываются из нагрузок электрического освещения, нагрузок, подключенных к сети штепсельных розеток, и силовых нагрузок. Расчетные нагрузки при этом определяются по удельным расчетным нагрузкам, отнесенным или к площади, или к числу мест.

$$P_p = p_{\text{общ.зд. уд}} \cdot S, \quad (4.54)$$

где $p_{\text{общ.зд. уд}}$ – удельные расчетные нагрузки общественных зданий,

$\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$, $\frac{\text{кВт}}{\text{место}}$, $\frac{\text{кВт}}{\text{кг вещей}}$; S – площадь магазина, число мест в кинотеатре,

учеников в школе и т.д.

4.11. Расчет однофазных нагрузок

Расчет нагрузки однофазных электроприемников, подключенных к трехфазным электрическим цепям, производится методом упорядоченных диаграмм, но имеет свои особенности. Эти особенности различны в зависимости от вида подключения и количества однофазных электроприемников в расчетной группе.

Вне зависимости от вида подключения однофазная нагрузка должна быть приведена к эквивалентной трехфазной:

1. Один однофазный электроприемник, включенный на линейное напряжение

$$P_n = \sqrt{3}P_{нл}, \quad (4.55)$$

где $P_{нл}$ – номинальная мощность однофазного электроприемника, включенного на линейное напряжение.

2. Один однофазный электроприемник, включенный на фазное напряжение

$$P_n = 3P_{нф}, \quad (4.56)$$

где $P_{нф}$ – номинальная мощность однофазного электроприемника, включенного на фазное напряжение.

3. Три однофазных электроприемника с разной номинальной мощностью включены на линейные напряжения. Мощность каждой из фаз:

$$P_{нА} = \frac{P_{нАВ} + P_{нАС}}{2}, P_{нВ} = \frac{P_{нВА} + P_{нВС}}{2}, P_{нС} = \frac{P_{нСА} + P_{нСВ}}{2}, \quad (4.57)$$

где $P_{нА}$, $P_{нВ}$, $P_{нС}$ – эквивалентные номинальные мощности нагрузки фаз; $P_{нАВ}$, $P_{нАС}$, $P_{нВА}$, $P_{нВС}$, $P_{нСА}$, $P_{нСВ}$ – номинальные мощности однофазных электроприемников, включенных на соответствующие линейные напряжения.

Эквивалентная номинальная трехфазная мощность определяется

$$P_n = 3P_{нф}^m, \quad (4.58)$$

где $P_{нф}^m$ – номинальная мощность наиболее загруженной фазы. Ее значение принимается равным наибольшему из (4.57).

4. Три однофазных ЭП с разной номинальной мощностью включены на фазные напряжения. В этом случае определяется электроприемник с наибольшей мощностью P_n и $P_{нф}^m$ определяется с помощью (4.58);

5. Большое количество однофазных электроприемников с разными видами подключения.

Однофазные электроприемники, равномерно распределенные по фазам, с неравномерностью, не превышающей 15% от общей мощности трехфазных и однофазных электроприемников в группе, учитываются как трехфазные с той же суммарной номинальной мощностью

$$P_n = \sum_1^n P_{ni}, \quad (4.59)$$

где n – количество однофазных электроприемников в расчетной группе; P_{ni} – номинальная мощность i -го электроприемника.

Если неравномерность повышает 15%, то P_n определяется по формуле (4.58).

После эквивалентирования определяется расчетная нагрузка группы однофазных электроприемников. При этом возможны варианты:

- количество однофазных электроприемников не превышает трех. В этом случае расчетная нагрузка однофазных электроприемников принимается равной P_n , приведенной к трехфазной;
- однофазные электроприемники имеют одинаковые k_u и $\cos\phi$, а их количество превышает три.

Тогда расчетная нагрузка определяется методом упорядоченных диаграмм с помощью (4.58). Средняя за наиболее загруженную смену мощность определяется по формуле

$$P_{см} = k_u P_{нф}^m, \quad (4.60)$$

где k_u – индивидуальный коэффициент использования (одинаковый для всех электроприемников); $P_{нф}^m$ – номинальная мощность нагрузки для наиболее загруженной фазы. Эффективное количество электроприемников вычисляется следующим образом

$$n_{эф} = \frac{2 \sum_1^n P_{ni}}{3 P_n^m}, \quad (4.61)$$

где n – фактическое количество электроприемников; P_{ni} – номинальная мощность i -го электроприемника, приведенная к ПВ=100%; P_n^m – номинальная мощность самого крупного электроприемника в расчетной группе. Расчетная реактивная мощность нагрузки

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4.62)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – средневзвешенный коэффициент мощности.

- однофазные электроприемники имеют разные k_{ui} и $\cos \varphi$, их количество превышает три, а включение выполнено на фазные и линейные напряжения.

В этом случае перед расчетом нагрузки необходимо равномерно распределить однофазные электроприемники по фазам. После этого определить P_{cm} и Q_{cm} для каждой фазы. Например, для фазы А

$$P_{cmA} = \sum_1^m k_{ui} P_{Ai} + \sum_1^l k_{ui} P_{ABi} K_{(AB)Ai}^P + \sum_1^k k_{ui} P_{CAi} K_{(CA)Ai}^P, \quad (4.63)$$

$$Q_{cmA} = \sum_1^m k_{ui} P_{Ai} \operatorname{tg} \varphi + \sum_1^l k_{ui} P_{ABi} K_{(AB)Ai}^q + \sum_1^k k_{ui} P_{CAi} K_{(CA)Ai}^q, \quad (4.64)$$

где m, l, k – количество однофазных электроприемников, включенных на фазу А, фазы А и В, фазы С и А, соответственно; k_{ui} – индивидуальный коэффициент использования i -го электроприемника; P_{Ai}, P_{ABi}, P_{CAi} – номинальные активные мощности электроприемников, включенных на фазу А, фазы А и В, фазы С и А соответственно; $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент мощности электроприемников; K^P, K^q – коэффициенты приведения линейных активных K^P и реактивных K^q нагрузок к фазным. Значения этих коэффициентов указаны в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Коэффициенты приведения	Коэффициенты мощности нагрузки							
	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1
$K_{(AB)A}^P, K_{(BC)B}^P, K_{(CA)C}^P$	0,17	1	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$K_{(AB)B}^P, K_{(BC)C}^P, K_{(CA)A}^P$	0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$K_{(AB)A}^Q, K_{(BC)B}^Q, K_{(CA)C}^Q$	0,86	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$K_{(AB)B}^Q, K_{(BC)C}^Q, K_{(CA)A}^Q$	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	0,29

По полученным значениям $P_{сmA}$, $P_{сmB}$, $P_{сmC}$ выбирается наиболее загруженная фаза, по которой определяются эквивалентные $P_{см}$ и $Q_{см}$. Если наиболее загруженной оказалась фаза В, то:

$$P_{см} = 3P_{сmB}, \quad (4.65)$$

$$Q_{см} = 3Q_{сmB}. \quad (4.66)$$

Коэффициент использования K_u вычисляется для наиболее загруженной фазы

$$K_u = \frac{3P_{сmB}}{(P_{AB} + P_{BC})/2 + P_B}. \quad (4.67)$$

Эффективное количество электроприемников определяется по (4.61).

По известным K_u и $n_{эф}$ определяется K_m , а далее P_p и Q_p вычисляются аналогично методу упорядоченных диаграмм.

В тех случаях, когда расчетная нагрузка группы однофазных электроприемников не требуется, а необходимо учесть ее в составе трехфазной нагрузки, пользуются эквивалентной мощностью однофазных электроприемников, как обычной трехфазной.

Существует несколько видов потребителей, имеющих специфические особенности: группы машин контактной и дуговой сварки, электросталеплавильные печи, прокатные станы. Эти потребители имеют

свои индивидуальные методики расчета нагрузки, которые описаны в специальной, справочной и нормативной литературе.

4.12.Пиковые нагрузки

Для расчета электрических сетей и выбора электрооборудования кроме расчетных необходимо знать также пиковые нагрузки, создаваемые отдельными мощными электроприемниками (пусковые токи электродвигателей, толчки нагрузки дуговых электропечей и др.).

Пиковая нагрузка (ток или мощность) характеризуется величиной, длительностью и частотой повторения.

Пиковой нагрузкой для одиночного электроприемника может быть:

- пусковой ток асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором или синхронного двигателя. Он определяется по паспортным данным двигателя и при отсутствии таких данных принимается равным 5-кратному номинальному;
- пусковой ток асинхронного двигателя с фазным ротором или двигателя постоянного тока. При отсутствии точных данных принимается равным не менее 2,5-кратного номинального;
- пиковый ток печных и сварочных трансформаторов, который должен приниматься по паспортным данным. При отсутствии таких данных принимается равным не менее 3-кратного номинального без приведения к ПВ=100%;
- пиковая мощность отдельно работающих машин контактной электросварки. При отсутствии паспортных данных принимается равной 3-кратной номинальной;
- пиковый ток при включении мощных (500 и 1000 Вт) ламп накаливания и ртутных дуговых ламп, достигающий 12-кратного номинального, но имеющий малую длительность (не более 0,01 с).

Пиковый ток для группы асинхронных двигателей определяется следующим образом

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}}^{\text{max}} + I_p - k_u^{\text{max}} I_{\text{ном}}^{\text{max}}, \quad (4.68)$$

где $I_{\text{пуск}}^{\text{max}}$ – пусковой ток наибольшего двигателя; I_p – расчетный ток группы двигателей; $I_{\text{ном}}^{\text{max}}$ и k_u^{max} – номинальный ток и коэффициент использования наибольшего двигателя в группе.

При самозапуске электродвигателей за пиковый ток принимается суммарный пусковой ток всех двигателей, участвующих в самозапуске. Для группы одновременно работающих машин контактной сварки расчетные и пиковые нагрузки определяются по специальной методике.

4.13. Расчет потерь мощности и электроэнергии в элементах системы электроснабжения

Расчет потерь мощности в элементах системы электроснабжения (в линиях электропередачи и трансформаторах) при проектировании производится в двух случаях:

- для корректировки расчетных нагрузок;
- для проведения технико-экономических расчетов и определения технико-экономических показателей.

Ввиду малости потерь мощности по сравнению с расчетными нагрузками и с учетом того, что их величина сопоставима с погрешностью методов оценки расчетных нагрузок, обычно для первого случая их определение не производят. А для второго случая наибольший интерес представляют потери активной мощности и электроэнергии.

Потери активной мощности в трехфазной линии электропередачи при симметричной нагрузке и без учета поперечной составляющей (потери на корону) определяются по выражению

$$\Delta P_L = 3I^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R, \quad (4.69)$$

где $R = R_0 L$ – активное сопротивление линии, определяемое по удельному (погонному) сопротивлению и длине.

Потери активной мощности в трансформаторах оцениваются по их паспортным характеристикам

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_{\kappa 3} k_3^2 = \Delta P_{xx} + \Delta P_{\kappa 3} \frac{S^2}{S_{HT}^2}, \quad (4.70)$$

где ΔP_{xx} , $\Delta P_{\kappa 3}$ – потери холостого хода и короткого замыкания, k_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

Потери активной электроэнергии в линии электропередачи можно получить путем интегрирования потерь мощности в интервале времени T

$$\begin{aligned} \Delta W_L &= \int_0^T 3I_t^2 R dt = 3R \int_0^T I_t^2 dt = 3R \frac{T}{T} \int_0^T I_t^2 dt = 3RT I_{ck}^2 = \\ &= 3RT (k_\phi I_{cp})^2 = 3RT (I_{cp}^2 + \sigma_I^2) = RT \left(\frac{S_{cp}^2}{U^2} + \frac{\sigma_S^2}{U^2} \right) = \\ &= RT \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U^2} + RT \frac{\sigma_P^2 + \sigma_Q^2 + 2\rho\sigma_P\sigma_Q}{U^2}, \end{aligned} \quad (4.71)$$

где I_{ck} – среднеквадратическое значение тока нагрузки, k_ϕ – коэффициент формы графика нагрузки, P_{cp} , Q_{cp} , σ_P^2 , σ_Q^2 – средние значения и дисперсии активной и реактивной мощности на интервале T , определяемые по (4.3) и (4.5), ρ – коэффициент корреляции между активной и реактивной мощностями, рассчитываемый на основании их графиков по выражению

$$\rho = \frac{1}{N\sigma_P\sigma_Q} \sum_{t=1}^N (P_t - P_{cp})(Q_t - Q_{cp}). \quad (4.72)$$

По аналогии потери активной электроэнергии в трансформаторах определяются как

$$\begin{aligned} W_T &= \int_0^T (\Delta P_{xx} + \Delta P_{\kappa 3} \frac{S_t^2}{S_{HT}^2}) dt = \Delta P_{xx} T + \Delta P_{\kappa 3} \frac{1}{S_{HT}^2} \frac{T}{T} \int_0^T S_t^2 dt = \\ &= \Delta P_{xx} T + \Delta P_{\kappa 3} \frac{T}{S_{HT}^2} (S_{cp}^2 + \sigma_S^2) = \\ &= \Delta P_{xx} T + \Delta P_{\kappa 3} T \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{S_{HT}^2} + \Delta P_{\kappa 3} T \frac{\sigma_P^2 + \sigma_Q^2 + 2\rho\sigma_P\sigma_Q}{S_{HT}^2}. \end{aligned} \quad (4.73)$$

Из анализа выражений (4.71) и (4.73) следует, что потери активной электроэнергии в линии электропередачи определяются количеством активной и реактивной электроэнергии, передаваемой по ней за расчетный период времени, а также неравномерностью режима их передачи. В потерях активной электроэнергии в трансформаторах добавляются ещё потери холостого хода.

Для оценки потерь активной электроэнергии на годовом интервале времени часто пользуются выражениями:

- для линии электропередачи

$$\Delta W_L = \Delta P_{\max} \tau_{\max} = 3I_{\max}^2 R \tau_{\max}; \quad (4.74)$$

- для трансформатора

$$\Delta W_T = \Delta P_{xx} 8760 + \Delta P_{\kappa z} \frac{S_{\max}^2}{S_{HT}^2} \tau_{\max}, \quad (4.75)$$

где $\Delta P_{\max}$ – максимальные потери, $\tau_{\max}$ – число часов использования максимальных потерь, которое приближенно может быть оценено как

$$\tau_{\max} = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4})^2 8760, \quad (4.76)$$

где $T_{\max}$ – число часов использования максимальной мощности, принимаемое как справочная информация для характерных технологических процессов.

5. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Оценка числа и мощности трансформаторов подстанций, выбор места их установки

Число трансформаторов подстанций СЭС определяется категорией потребителя по надежности электроснабжения и оценивается на стадии обоснования схем. Исходя из этого, на главных понизительных подстанциях всегда устанавливается по два трансформатора.

На подстанциях 10/0,4 кВ, снабжающих электроэнергией потребителей первой и второй категории, при наличии резервирования в виде перемычек между ними по сети 0,38 кВ могут устанавливаться по одному трансформатору. Эти вопросы решаются в каждом отдельном случае на основании технико-экономических оценок.

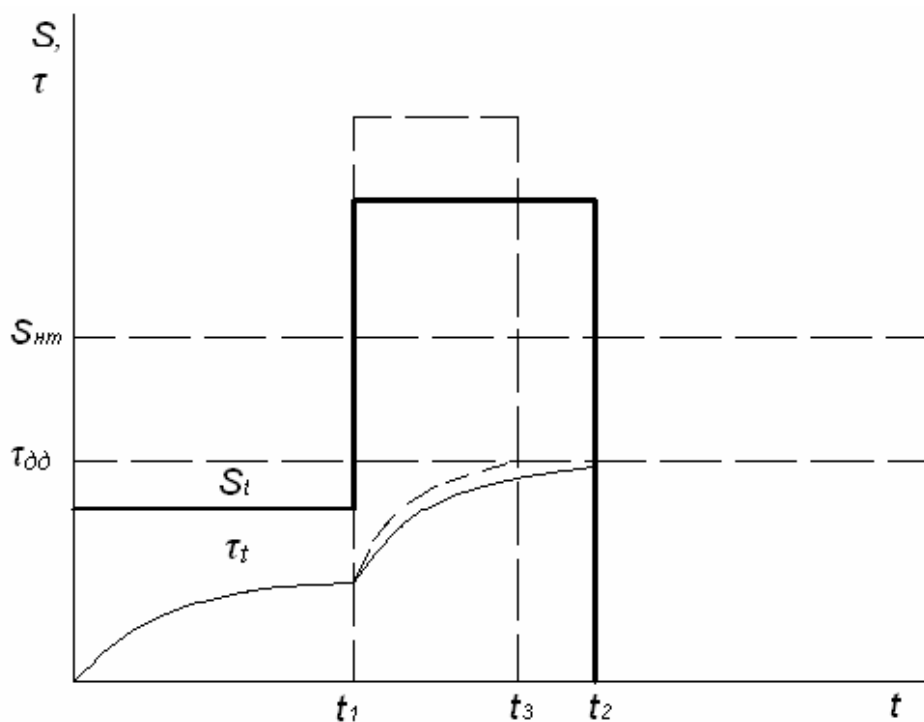


Рис.5.1. Перегрузочная способность трансформатора

В основе выбора мощности трансформаторов лежит их перегрузочная способность, которая заключается в том, что трансформатор, работая в часы минимальных нагрузок и имея температуру перегрева ниже длительно допустимой, может быть перегружен в часы максимальных нагрузок, т.к.

обладает большой тепловой инерционностью. Но при этом величина перегрузки и длительность её действия не должны привести трансформатор к перегреву свыше длительно допустимой температуры. Сказанное можно прокомментировать графически (рис.5.1).

Существует методика выбора мощности трансформаторов по перегрузочной способности, отраженная в ГОСТ 14209-97 (Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов). В этом стандарте для трансформаторов с соответствующими системами охлаждения взаимосвязаны между собой: коэффициент загрузки трансформатора в часы минимальных нагрузок; коэффициент перегрузки в часы максимальных нагрузок; допустимая длительность перегрузки. При этом суточный график нагрузки перестраивается в эквивалентный двухступенчатый.

Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в суточный, эквивалентный по потерям, двухступенчатый прямоугольный график выполняется в следующей последовательности:

- на исходном графике нагрузки трансформатора (рис.5.2) проводится линия, соответствующая предварительно определенной номинальной мощности трансформатора S_{nm} , она же линия относительной номинальной нагрузки $K=I$;
- в точках A и B пересечения номинальной линии с кривой исходного графика нагрузки выделяется на нем участок перегрузки продолжительностью h' ;
- для части исходного графика с меньшей нагрузкой с учетом значений мощностей S_i и их продолжительностей Δt_i рассчитывается коэффициент начальной нагрузки K_I эквивалентного графика

$$K_I = \frac{1}{S_{nm}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}; \quad (5.1)$$

- для участка перегрузки h' исходного графика нагрузки рассчитывается предварительное значение коэффициента перегрузки эквивалентного графика нагрузки

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{нм}}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}; \quad (5.2)$$

- сравнивается значение K'_2 с K_{max} исходного графика нагрузки: если $K'_2 \geq 0,9K_{\text{max}}$, следует принять $K_2 = K'_2$ если $K'_2 \leq 0,9K_{\text{max}}$, следует принять $K_2 = 0,9K_{\text{max}}$, а продолжительность h перегрузки эквивалентного графика нагрузки рассчитать по формуле

$$h = \frac{(K'_2)^2 h'}{(0,9K_{\text{max}})^2}. \quad (5.3)$$

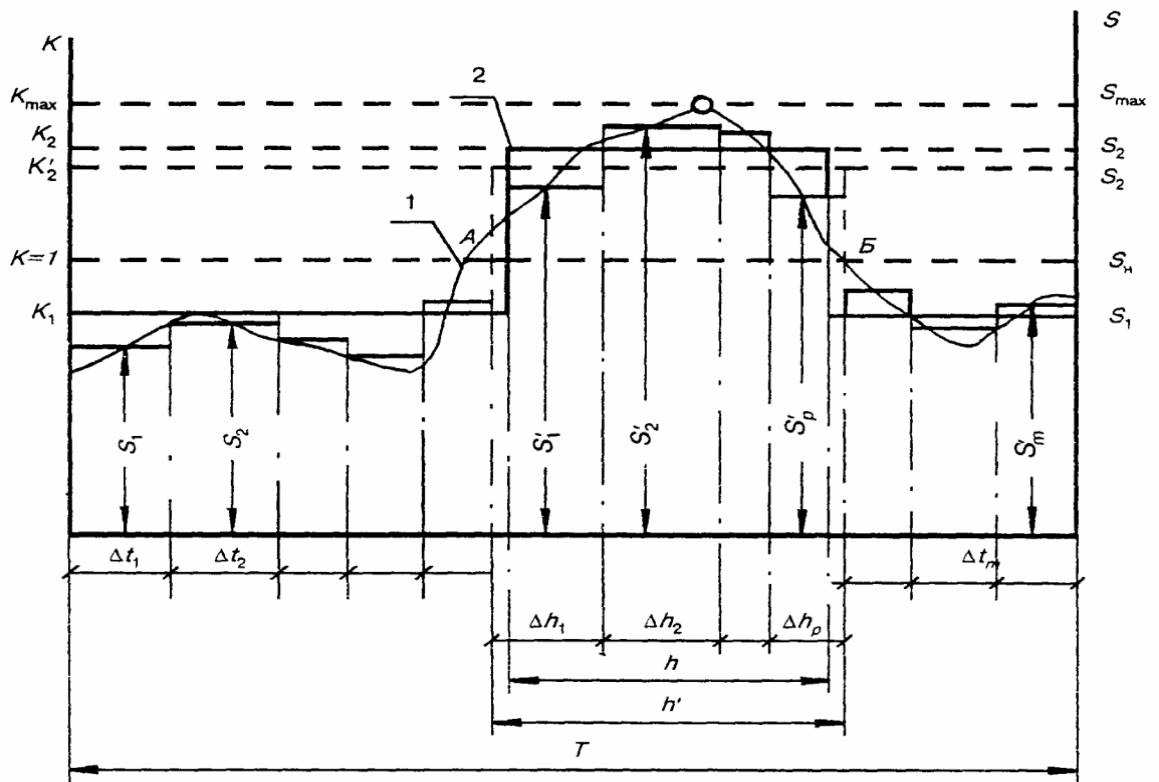


Рис.5.2. Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный двухступенчатый прямоугольный

1 - исходный график нагрузки,
2 - эквивалентный прямоугольный график нагрузки.

Если исходный суточный график нагрузки трансформатора содержит два близких по значению максимума различной продолжительности, значения h и K_2 определяются по максимуму большей продолжительности, а значение K_1 – как среднеквадратичное значение остальной нагрузки. Если исходный суточный график нагрузки трансформатора содержит несколько

последовательных близких максимумов, значения K_2 и h определяются из охвата всех максимумов, а значение K_1 – как среднеквадратичное значение оставшейся нагрузки.

Выбор мощности трансформатора с учетом проведенных преобразований и вычислений осуществляется следующим образом:

- по таблицам допустимым систематических перегрузок, приведенным в ГОСТ 14209-97, определяется допустимое значение коэффициента перегрузки $K_{2доп}$. Он зависит от коэффициента начальной нагрузки K_1 , средней температуры охлаждающей среды за время действия графика $\Theta_{охл}$, длительности перегрузки h , а также от системы охлаждения трансформатора;
- выполняется проверка – рассчитанное значение коэффициента перегрузки K_2 не должно превышать табличное значение $K_{2доп}$.

Для наиболее распространенных потребителей, работающих по односменному режиму работы, в практике проектирования систем электроснабжения часто пользуются упрощенной методикой выбора мощности трансформаторов, которая выработана на основе оценки мощности по перегрузочной способности:

- для однотрансформаторных подстанций номинальная мощность трансформатора оценивается по условию

$$S_{нт} > S_{см}, \quad (5.4)$$

где $S_{см}$ – средняя за наиболее загруженную смену мощность нагрузки;

- для двухтрансформаторных подстанций номинальная мощность трансформатора определяется по условию допустимой перегрузки одного трансформатора на 40% при условии аварийного отключения другого в течении 6 часов в сутки за 5 рабочих дней. При этом номинальная мощность трансформатора оценивается по выражению

$$S_{нт} > \frac{S_{см}}{1,4}. \quad (5.5)$$

При обосновании схемы системы электроснабжения потребителя, расположенного на определенной территории, большое значение имеет оценка количества ТП 10/0,4 кВ. Самым выгодным с точки зрения затрат на НВРС является максимальное дробление ТП и приближение их к нагрузкам, а с точки зрения затрат на сооружение ТП и ВВРС выгодным является, наоборот, их укрупнение и уменьшение их количества.

Оптимальный вариант (по минимуму затрат) находится между указанными двумя крайними. Решение этой задачи зависит от огромного числа факторов: мощности, удельной плотности и характера нагрузок, топологии их расположения на плане объекта, требуемой степени надежности электроснабжения электроприемников и потребителей, стоимости потерь электроэнергии, особенностей среды и конструкции производственных помещений, возможности размещения ТП на плане производственных или иных объектов, условий охлаждения и температуры окружающей среды и др.

Многолетний опыт проектирования и эксплуатации систем электроснабжения разнообразных потребителей позволяет сформулировать следующие рекомендации:

- в сельских поселках, а также в небольших городах и в пригородных районах крупных городов с индивидуальной застройкой наиболее рациональным является применение однотрансформаторных ТП открытой установки типа КТПН мощностью 100...400 кВА с НВРС, выполняемой воздушными линиями;
- в городских районах и поселках с многоэтажной застройкой применяются одно- или двухтрансформаторные отдельно стоящие ТП закрытого исполнения с мощностью трансформаторов 400...1000 кВА и с НВРС, выполняемой кабельными линиями и изолированными проводами;
- на предприятиях малой мощности с удельной плотностью нагрузок менее $0,1 \text{ кВА/м}^2$ применяются одно и двухтрансформаторные ТП

- закрытого исполнения (встроенные, пристроенные или отдельно стоящие) с мощностью трансформаторов 400...1000 кВА и с НВРС, выполняемой кабельными линиями или изолированными проводами;
- на предприятиях средней мощности с удельной плотностью нагрузок до 0,2 кВА/м² применяются одно- и двухтрансформаторные ТП с трансформаторами 1000 кВА и с НВРС, выполняемой с широким применением различных шинопроводов и с развитым резервированием по стороне 0,4 кВ. При этом в одном производственном здании в зависимости от его размеров может устанавливаться от одной до нескольких десятков ТП;
 - на крупных энергоемких предприятиях при большой удельной плотности нагрузок переходят к трансформаторам большей мощности. При удельной плотности нагрузок 0,2 кВА/м² и выше используют трансформаторы 1600 кВА, а при удельной плотности нагрузки 0,3...0,35 кВА/м² – трансформаторы 2500 кВА. При этом для реализации НВРС повсеместно используется схема «блок трансформатор-магистраль» с применением магистральных и распределительных шинопроводов.

При проектировании систем электроснабжения отдельно осуществляется выбор места установки подстанции в зоне территориального размещения электроприемников, получающих от неё электроэнергию. Этот вопрос может быть решен путем оценки местоположения так называемого центра электрических нагрузок (ЦЭН) на плане размещения электроприемников (рис.5.3), координаты которого рассчитываются по выражениям

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (5.6)$$

где P_i – мощность i -го электроприемника, x_i, y_i – его координаты в выбранной декартовой системе координат.

По сути, центр электрических нагрузок – это центр тяжести системы масс, и его координаты оцениваются в соответствии с некоторыми положениями теоретической механики.

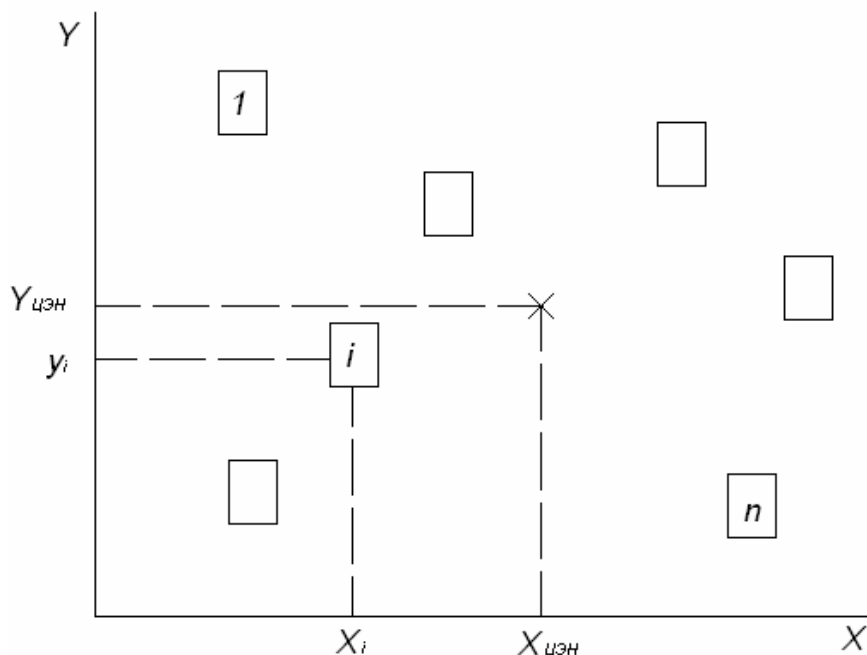


Рис.5.3. К определению центра электрических нагрузок

При невозможности размещения подстанции в центре электрических нагрузок её место установки смещают по линии, соединяющей ЦЭН с источником питания.

При оценке места размещения ГПП в качестве P_i используются расчетные нагрузки по ТП 10/0,4 кВ, а в качестве x_i и y_i – координаты места установки этих подстанций.

5.2. Выбор сечения линий электропередачи

Сечения проводов и жил кабелей выбираются в зависимости от ряда технических и экономических факторов.

Техническими факторами, влияющими на выбор сечения, являются:

- нагрев от длительного выделения тепла рабочим (расчетным) током;
- нагрев от кратковременного выделения тепла током короткого

замыкания;

- потери напряжения в жилах кабелей или проводах воздушных линий электропередачи от проходящего по ним тока в нормальном и аварийном режимах;
- механическая прочность – устойчивость к механической нагрузке, обусловленная материалом проводника, собственной массой, гололедом, ветром, силой натяжения в пролете;
- коронирование – фактор, зависящий от применяемого напряжения, сечения провода и параметров окружающей среды.

Влияние и учет перечисленных факторов при выборе сечений воздушных и кабельных линий электропередачи неодинаковы.

Выбор сечения по механической прочности для кабельных линий решен заводами изготовителями, которые выпускают кабель с условием того, что самое малое (по каталогу) сечение является механически стойким. Для воздушных линий принимается ближайшее большее стандартное сечение по отношению к допустимому сечению по механической прочности.

При выборе сечения по условиям короны для проводов воздушных линий электропередачи выбирается ближайшее большее сечение по сравнению с минимально допустимым, начиная с напряжения 35 кВ и выше. Так, например, для воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ минимально допустимое сечение по условию короны равно 70 мм². Для кабельных линий этот вопрос решен заводами, выпускающими кабели на каждое стандартное напряжение.

Для окончательного выбора сечения следует провести все расчеты, требуемые ПУЭ. Принять надо наибольшее, определенное этими расчетами, сечение проводника.

5.2.1 Выбор сечений проводников по допустимому нагреву

Надежная, длительная работа проводов и кабелей определяется длительной допустимой температурой их нагрева, величина которой зависит

от вида изоляции. Учитывая условия надежности, безопасности и экономичности, ПУЭ устанавливают предельную температуру нагрева проводников в зависимости от длительности прохождения тока, материала токоведущей части и изоляции провода или кабеля.

Длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается длительная допустимая температура нагрева, называется *длительно допустимым током по нагреву* $I_{\partial\partial}$. Величина его зависит как от марки провода или кабеля, так и от условий прокладки и температуры окружающей среды.

Длительно допустимые токи нагрузки проводов, кабелей и шин указаны в таблицах ПУЭ и справочной литературы, составленных для температур окружающего воздуха $+25^{\circ}\text{C}$, земли $+15^{\circ}\text{C}$.

Выбор сечения проводника по нагреву длительным током нагрузки сводится к сравнению расчетного тока с допустимым табличным значением для принятых марок провода или кабеля и условий их прокладки. За длительный расчетный ток линии электропередачи принимается ток получасового максимума, то есть наибольший из средних получасовых значений. При выборе должно соблюдаться условие

$$I_p = I_{\max} \leq I_{\partial\partial} \quad (5.7)$$

Если температура воздуха отличается от $+25^{\circ}\text{C}$, а земли – от $+15^{\circ}\text{C}$, или кабели прокладываются параллельно, то условия охлаждения меняются и табличные значения допустимых токов нагрузки корректируются с помощью поправочных коэффициентов.

При отклонении температуры окружающей среды от нормируемой определяется новое значение допустимого тока нагрузки с поправкой на температуру по выражению

$$I'_{\partial\partial} = K_T I_{\partial\partial}, \quad (5.8)$$

где K_T – поправочный температурный коэффициент, определяемый из тех же источников.

При параллельной прокладке кабелей условия их охлаждения ухудшаются, что учитывается поправочным коэффициентом на прокладку K_{Π} , значения которого даются в зависимости от количества параллельно прокладываемых кабелей и расстояния между ними –

$$I'_{\partial\partial} = K_{\Pi} I_{\partial\partial}, \quad (5.9)$$

По нагреву длительным током нагрузки выбираются все проводники электрических сетей не только для нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т.п.

5.2.2 Выбор сечений проводников по допустимой потере напряжения

Нормальный режим работы электроприемников обеспечивается при напряжении сети, которое должно совпадать с номинальным напряжением электроприемников в точках их присоединения, так как они спроектированы на это напряжение при наилучших технико-экономических показателях. Повышение или понижение уровня напряжения на зажимах электроприемников относительно номинального значения приводит к снижению эффективности преобразования электрической энергии в технологическом процессе.

В условиях разной электрической удаленности приемников электрической энергии от источников питания и неодинаковой загрузки элементов электрических сетей в каждый момент времени до различных электроприемников наблюдаются неравные потери напряжения. Это приводит к тому, что практически невозможно решение задачи поддержания напряжения на зажимах всех электроприемников в один и тот же момент времени равным номинальному.

Поэтому актуальной становится задача доведения электроэнергии до электроприемников на напряжении, находящемся в диапазоне, для которого снижение эффективности преобразования электроэнергии незначительно. Этот диапазон определен стандартом на качество электрической энергии

(ГОСТ 13109-97), в котором нормально допустимые отклонения напряжения от номинального на суточном интервале времени с вероятностью 0,95 установлены диапазоном $\pm 5\%$, а предельно допустимые – $\pm 10\%$.

Расчет режима электрической сети по напряжению можно привести на примере простейшей расчетной схемы, представленной на рис.5.4.

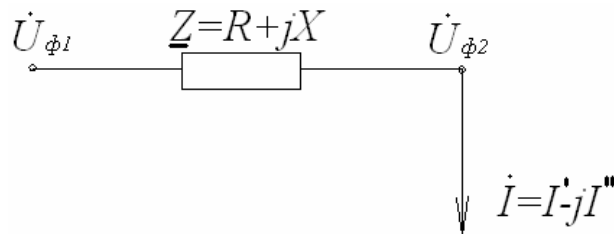


Рис.5.4. Расчетная схема

Вектор напряжения в узле нагрузки определится по выражению

$$\dot{U}_{\phi 2} = \dot{U}_{\phi 1} - \delta \dot{U}_{\phi}, \quad (5.10)$$

где $\delta \dot{U}_{\phi}$ – падение напряжения на сопротивлении сети при протекании тока нагрузки, которое может быть получено как векторное произведение тока нагрузки и сопротивления сети

$$\delta \dot{U}_{\phi} = \dot{I}Z = (I' - jI'')(R + jX) = I'R + jI'X - jI''R + I''X. \quad (5.11)$$

Для построения векторной диаграммы, которая представлена на рис.5.5, выражение (5.10) удобней переписать в виде

$$\dot{U}_{\phi 1} = \dot{U}_{\phi 2} + \delta \dot{U}_{\phi} = \dot{U}_{\phi 2} + I'R + jI'X - jI''R + I''X. \quad (5.12)$$

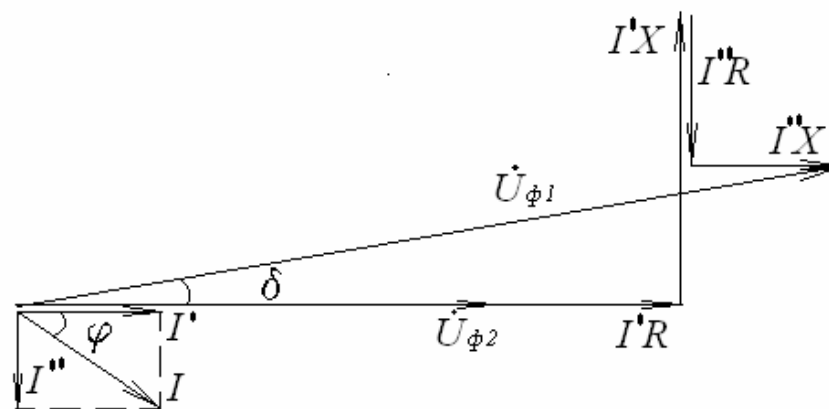


Рис.5.5. Векторная диаграмма напряжений

Составляющие падения напряжения $I'R, I''X$ совпадают по направлению с вектором напряжения узла нагрузки $\dot{U}_{\phi 2}$, поэтому их называют продольной составляющей падения напряжения, а составляющие $jI'X$ и $jI''R$ – поперечной.

В сетях систем электроснабжения, а это в основном сети напряжением 10 кВ и 0,38 кВ, угол δ мал, так как активные сопротивления становятся соизмеримыми с реактивными. Поэтому при расчете режима электрической сети по напряжению можно пренебречь поперечной составляющей падения напряжения. Это приводит к существенному упрощению расчета, поскольку освобождает его от комплексных чисел.

Тогда напряжение узла нагрузки определится по выражению

$$U_{\phi 2} = U_{\phi 1} - \Delta U_{\phi}, \quad (5.13)$$

где $\Delta U_{\phi} = I'R + I''X$ – называется потерей напряжения.

Уменьшение погрешности ε при оценке модуля напряжения узла нагрузки $U_{\phi 2}$ без учета поперечной составляющей падения напряжения с уменьшением угла δ прокомментировано на рис.5.6.

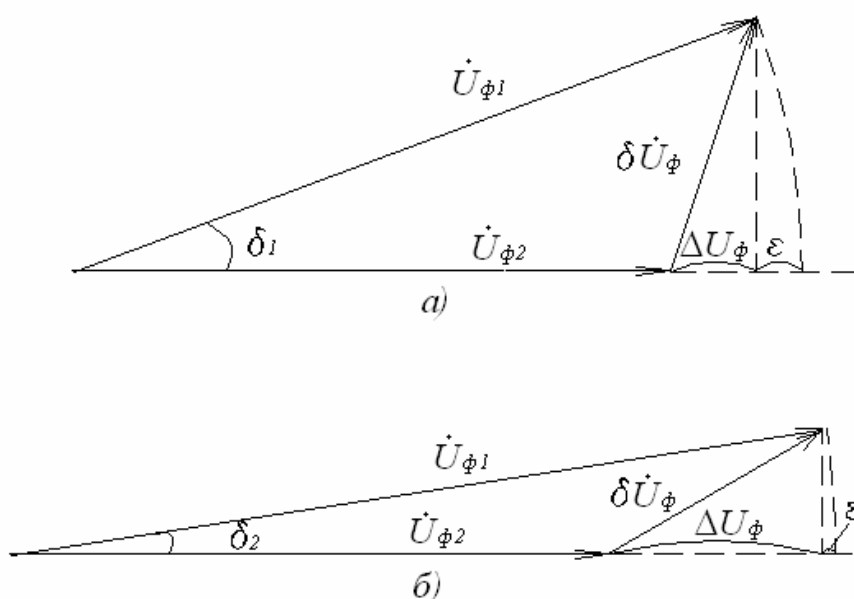


Рис.5.6. К оценке погрешности ε

При расчете режимов работы электрической сети электрическая нагрузка чаще представляется в виде составляющих активной и реактивной мощности, а напряжение оценивается по отношению к линейному значению. Тогда расчетное выражение потери напряжения удобнее записать в виде

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}. \quad (5.14)$$

Расчет сечений проводников по допустимой потере напряжения обычно проводится для электрических сетей напряжением 0,38 кВ, так как в них отсутствуют регулирующие средства напряжения и при этом осложняется задача доведения до электроприемников качественной электроэнергии.

Сечения проводников должны удовлетворять условию, чтобы суммарная потеря напряжения до электроприемника от шин РУ 0,4 кВ ТП не превышала допустимой величины $\Delta U_{дон}$, которая принимается равной 4-6%. Так, например, для рис.5.7 суммарная потеря напряжения до электроприемника в процентах от номинального равна

$$\Delta U_{\Sigma} = \sum_{i=1}^3 \Delta U_i, \quad \Delta U_i = \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_{ном}^2 10}, \%$$

где P_i , Q_i – активная и реактивная мощность, передаваемая по i -ой линии, кВт, квар; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети (0,38 кВ); $R_i = r_i l_i$, $X_i = x_i l_i$ – активное и реактивное сопротивление i -ой линии, Ом; r_i , x_i , l_i – удельные сопротивления и длина i -ой линии.

Если суммарная потеря напряжения до электроприемника превышает допустимое значение, то необходимо увеличить сечения линий электропередачи, а если этим не достигается решение задачи, то необходимо изменить схему электрической сети с целью уменьшения длин линий электропередачи.

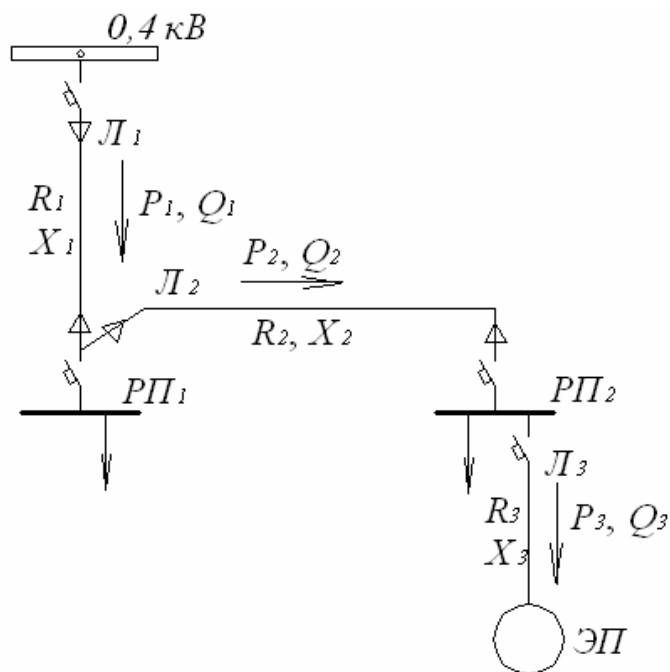


Рис.5.7. К расчету сечений проводников по допустимой потере напряжения

5.2.3 Выбор сечений по экономической плотности тока

Увеличение сечения линии электропередачи повышает капитальные затраты на её сооружение. С уменьшением сечения они снижаются, но при этом возрастает стоимость потерь электроэнергии, величина которой прямо пропорциональна потерям активной мощности и обратно пропорциональна площади поперечного сечения проводника.

Смысл экономического критерия выбора сечения целесообразно рассмотреть при анализе зависимости приведенных затрат от изменения сечения, которые при сроке строительства менее года рассчитываются по выражению

$$Z = E_э K + I, \quad (5.15)$$

где $E_э$ – коэффициент эффективности капиталовложений, K – единовременные капитальные вложения, I – ежегодные издержки.

Ежегодные издержки состоят из отчислений на амортизацию I_a , расходов на текущий ремонт и обслуживание $I_{обс}$, а также издержек на покрытие потерь электроэнергии $I_{пот}$

$$I = I_a + I_{обс} + I_{ном} . \quad (5.16)$$

Отчисления на амортизацию и расходы на текущий ремонт и обслуживание определяются в виде отчислений от капитальных вложений:

$$I_a = E_a K , \quad (5.17)$$

$$I_{обс} = E_{обс} K , \quad (5.18)$$

где E_a , $E_{обс}$ – доля отчислений от капитальных вложений на амортизацию и обслуживание.

Подставив в (5.15) значения I_a и $I_{обс}$ и выполнив преобразования, приведенные затраты получают вид

$$Z = EK + I_{ном} , \quad (5.19)$$

где $E = E_{э} + E_a + E_{обс}$ – коэффициент суммарных отчислений от капитальных вложений.

На рис.5.8 представлены зависимости приведенных затрат и их составляющих с изменением сечения линии электропередачи. Минимум этих затрат будет соответствовать сечению проводника, которое называется *экономическим*. На его величину влияет ряд факторов (стоимость строительной части линии в различных районах страны, стоимость потерь электроэнергии, количество передаваемой электроэнергии и режим её передачи и др.).

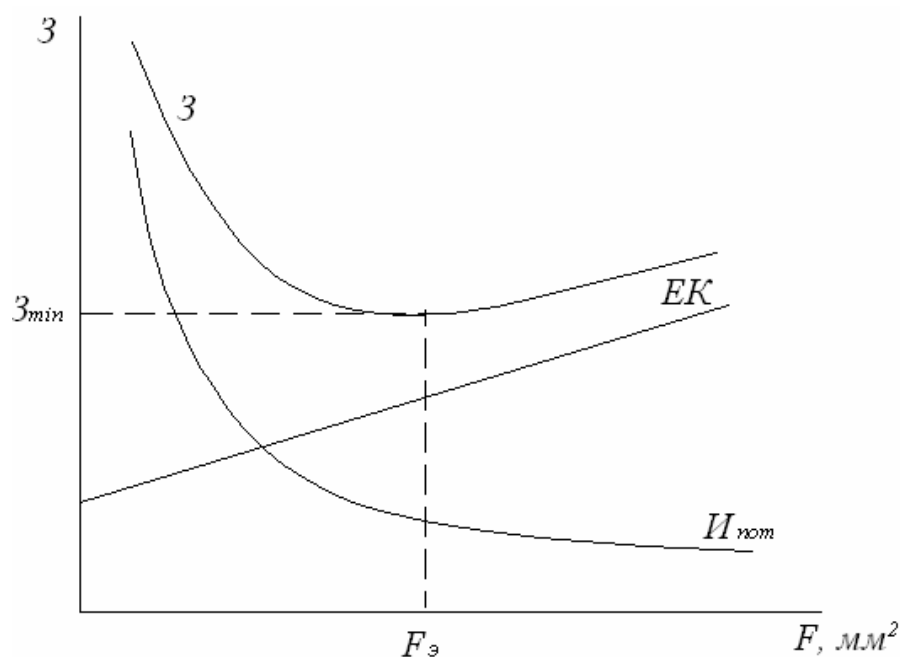


Рис.5.8. Зависимость приведенных затрат от сечения линии

На основе анализа всех факторов, влияющих на величину экономического сечения, и технико-экономических расчетов ПУЭ рекомендуют в практических расчетах экономическое сечение определять в зависимости от экономической плотности тока $j_э$, величина которой зависит от материала проводника, конструктивного исполнения линии и от числа часов использования максимума нагрузки.

Экономическое сечение определяется по выражению

$$F_э = \frac{I_p}{j_э}, \quad (5.20)$$

где I_p – расчетная нагрузка.

Расчетная величина экономического сечения округляется до ближайшего стандартного сечения (в большую или меньшую сторону).

По экономической плотности тока не выбираются сечения: линий напряжением до 1000 В при числе часов использования максимума нагрузки до 4000-5000 часов; осветительных сетей всех назначений; ответвлений к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В; сборных шин

распределительных устройств всех напряжений и сетей временных сооружений.

5.3. Выбор электрических аппаратов

5.3.1 Общие сведения

Электрическим аппаратом принято называть электротехническое устройство, предназначенное для управления электрическими и неэлектрическими объектами, а также для защиты этих объектов при ненормальных режимах работы.

Понятие «электрический аппарат» охватывает очень обширный круг всевозможных устройств, применяемых в быту, промышленности и энергетике. В данном учебном пособии речь идет об электрических аппаратах, устанавливаемых в основном потоке электрической энергии, т.е. в потоке от её источников до электрических приемников. Эти аппараты относятся к классу электрических аппаратов распределительных устройств и выбираются по следующим признакам: напряжению, функциональному назначению, номинальному току, по исполнению защиты от окружающей среды, по климатическому исполнению. После выбора по указанным признакам электрические аппараты проверяются на термическое и динамическое действия токов коротких замыканий, т.е. на термическую и динамическую устойчивость.

Выбор по номинальному напряжению. Номинальное напряжение аппарата, указанное в его паспорте, соответствует уровню его изоляции, причем нормально всегда имеется некоторый запас электрической прочности, позволяющий аппарату неограниченно длительное время работать при напряжении на 10-15% выше номинального. Это напряжение называют максимальным рабочим напряжением аппарата. Так как отклонения напряжения в условиях эксплуатации обычно не превышают 10-15% номинального, то при выборе аппаратов по напряжению достаточно выполнить условие

$$U_{ном.у} \leq U_{ном.а}, \quad (5.21)$$

где $U_{ном.у}$ – номинальное напряжение установки, $U_{ном.а}$ – номинальное напряжение аппарата.

Обычно, исходя из условия электробезопасности организации работ, электрические аппараты по номинальному напряжению разделяют на две группы: аппараты низкого напряжения (с номинальным напряжением до 1000 В) и высокого напряжения (с номинальным напряжением более 1000 В).

Выбор аппаратов по функциональному назначению реализуется на этапе обоснования электрических схем и рассмотрен в разделе 3, когда на основании соответствующих условий и требований применяются коммутационные аппараты, защитные либо защитно-коммутационные.

Выбор по номинальному току. Номинальный ток $I_{ном.а}$ аппарата это ток, который при номинальной температуре окружающей среды может проходить по аппарату неограниченно длительное время и при этом температура наиболее нагретых частей его не превышает длительно допустимых значений.

Правильный выбор аппарата по номинальному току обеспечивает отсутствие опасных перегревов частей аппарата при его длительной работе в нормальном режиме. Для этого необходимо, чтобы максимальный действующий рабочий ток цепи (расчетный ток) I_p за время $t > 3T_0$ не превышал номинального тока аппарата

$$I_p \leq I_{ном.а}. \quad (5.22)$$

Согласно стандартам номинальную температуру среды (воздуха), окружающей электрические аппараты, принимают равной 35°C.

Если расчетная температура окружающей среды $\Theta_{о.с.}$ отличается от номинальной, то следует вычислить длительно допустимый ток аппарата для расчетных условий охлаждения при $\Theta_{о.с.} > 35^\circ\text{C}$.

$$I_{\Theta} = I_{ном.а} \sqrt{\frac{\Theta_{дон} - \Theta_{о.с.}}{\Theta_{дон} - 35}}, \quad (5.23)$$

где $\Theta_{\text{доп}}$ – наименьшая допустимая температура отдельных частей аппарата.

При $\Theta_{\text{о.с.}} < 35^{\circ}\text{C}$ ток I_{Θ} можно повысить относительно $I_{\text{ном.а}}$ на $0,005I_{\text{ном.а}}$ на каждый градус понижения температуры, но всего не более чем на $0,2I_{\text{ном.а}}$.

Выбор аппаратов по исполнению защиты от окружающей среды. Для предотвращения соприкосновения обслуживающего персонала с токоведущими или подвижными частями и исключения попадания в аппараты инородных тел устанавливаются специальные защитные оболочки. Согласно ГОСТ 14254-96 защитные свойства оболочки обозначаются буквами IP и двумя цифрами. Первая цифра обозначает степень защиты от прикосновения персонала к опасным деталям аппарата, вторая характеризует защиту от попадания внутрь аппарата инородных предметов и жидкостей. Ниже приводятся защитные свойства некоторых исполнений по ГОСТ 14254-96.

IP00. Открытое исполнение. Защита персонала от соприкосновения с токоведущими или подвижными частями отсутствует. Инородные тела могут попадать внутрь аппарата.

IP20. Защищенное исполнение. Оболочка таких аппаратов предохраняет от случайного прикосновения к токоведущим или подвижным частям или от проникновения внутрь аппарата посторонних предметов. Оболочка должна препятствовать соприкосновению с деталями аппарата металлического щупа (диаметр 12 мм, длина 80 мм), шарик диаметром 12 мм не должен проникать внутрь аппарата.

IP22. В дополнение к свойствам исполнения IP20 оболочка защищает от вредного воздействия капель жидкости, падающих на стенку оболочки, наклоненную к вертикали под углом в пределах 15° .

IP23. В дополнение к свойствам исполнения IP20 оболочка защищает от дождя, падающего под углом 60° к вертикали.

IP40. Оболочка защищает аппарат от попадания внутрь него мелких предметов диаметром более 1 мм.

IP42. В дополнение к свойствам исполнения IP40 оболочка защищает от воздействия капель жидкости (так же как IP22).

IP44. В дополнение к свойствам исполнения IP40 оболочка защищает от воздействия брызг жидкости, попадающих под любым углом.

IP50. Оболочка аппарата защищает от вредного воздействия пыли (допускается попадание внутрь небольшого количества пыли, не нарушающего нормальной работы аппарата).

IP60. Пылезащищенное исполнение. Оболочка полностью препятствует попаданию пыли.

IP65. Пылеводозащищенное исполнение. В дополнение к свойствам исполнения IP60 оболочка защищает от воздействия струи воды, направленной под любым углом к её поверхности.

IP66. Пылеводонепроницаемое исполнение. В дополнение к свойствам исполнения IP60 оболочка обеспечивает полную защиту от попадания воды внутрь аппарата при воздействии струи под любым углом к поверхности (морское исполнение).

IP67. Герметичное исполнение. В дополнение к свойствам исполнений IP60 оболочка обеспечивает полную герметичность аппарата.

Выбор аппаратов по климатическому исполнению. Воздействия климатических факторов на электрические аппараты в условиях эксплуатации регламентируются ГОСТ 15150-69. Под климатическими факторами внешней среды понимаются температура и влажность окружающего аппарат воздуха, давление воздуха (высота над уровнем моря), солнечное излучение, дождь, ветер, пыль (в том числе и снежная), солевой туман, иней, гидростатическое давление воды, действие плесневых грибков, содержание в воздухе коррозионно-активных агентов. Нормальные значения климатических факторов внешней среды, принятые для использования в технике, соответствуют данной географической зоне с учетом места размещения аппарата. В технической документации на электрический аппарат всегда оговариваются значения климатических факторов, в пределах

которых обеспечивается нормальная эксплуатация изделий. Эти значения принято называть номинальными. Различают также рабочие и предельные значения факторов. Значения климатических факторов, при которых обеспечивается сохранение номинальных параметров и гарантированный срок службы аппаратов, называются рабочими. Значения климатических факторов: а) при которых сохраняется работоспособность аппарата при допустимых отклонениях точности и номинальных параметров, б) после прекращения действия которых точность и номинальные параметры аппарата восстанавливаются, принято называть предельными рабочими.

С точки зрения воздействия климатических факторов поверхность земного шара делится на ряд макроклиматических районов. Каждый макроклиматический район характеризуется однородностью географических факторов и количественных показателей климатических факторов на своей территории. Климатические исполнения электрических аппаратов и их буквенные обозначения:

- С умеренным климатом – У;
- С умеренным и холодным климатом – УХЛ;
- С влажным тропическим климатом – ТВ;
- С сухим тропическим климатом – ТС;
- С сухим и влажным тропическим климатом – Т;
- Для всех макроклиматических районов на суше, кроме районов с очень холодным климатом (общеклиматическое исполнение) – О.

5.3.2 Выбор аппаратов напряжением до 1000 В

Выбор электрических аппаратов напряжением до 1000 В сопряжен с реализацией их защитных функций. Речь идет о предохранителях – как защитных аппаратах и об автоматах – как защитно-коммутационных аппаратах. Защитные и защитно-коммутационные аппараты предназначены для защиты сетей и электрооборудования в НВРС от токов перегрузки или коротких замыканий и могут устанавливаться в двух местах: в пунктах

разветвления сети (РП 0,38 кВ) и в РУ 0,4 кВ ТП. Причем наибольшее количество этих аппаратов сосредоточено в пунктах разветвления, в которых могут быть установлены либо предохранители с вводным рубильником, либо автоматические выключатели. Применение автоматов здесь увеличивает затраты на сеть, но, с другой стороны, повышает удобства эксплуатации. Поэтому там, где отсутствует необходимость в частых отключениях и включениях отходящих линий, рекомендуется применять предохранители, как наиболее экономичный вариант. А там, где приходится чаще включать и отключать линии, целесообразно применение автоматов, как более удобного в эксплуатации варианта. В пунктах разветвления для обеспечения необходимого уровня электро- и пожаробезопасности в ряде случаев устанавливают устройства защитного отключения (УЗО).

В РУ 0,4 кВ ТП, как правило, устанавливаются автоматические выключатели. Применение предохранителей для защиты отходящих линий здесь нецелесообразно по многим причинам, хотя и встречается иногда на старых подстанциях мощностью до 400 кВА. К этим причинам относятся: возможность неполнофазного режима при перегорании предохранителя в одной из фаз, большее время восстановления электроснабжения при аварийном отключении линии, сложности в проведении оперативных переключений и др.

Технические параметры предохранителей:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, В;

I_{III} – номинальный ток предохранителя, А;

$I_{ПВ}$ – номинальный ток плавкой вставки, А;

$I_{КЗ.Д}$ – отключающая способность предохранителя – наибольший ток, который он может отключить без повреждения, кА;

$t_{ср} = f\left(\frac{I}{I_{ПВ}}\right)$ – защитная (времятоковая) характеристика

предохранителя – зависимость времени срабатывания плавкой вставки от величины тока, протекающего через неё (рис.5.9);

$I_{\infty \min} = (1,3 - 1,4)I_{ПВ}$ – наибольший пограничный ток – наибольший ток, при котором плавкая вставка не должна перегореть в течении 1-2 часов;

$I_{\infty \max} = 1,6I_{ПВ}$ – наименьший пограничный ток – наименьший ток, при котором плавкая вставка должна перегореть за время до 2 часов.

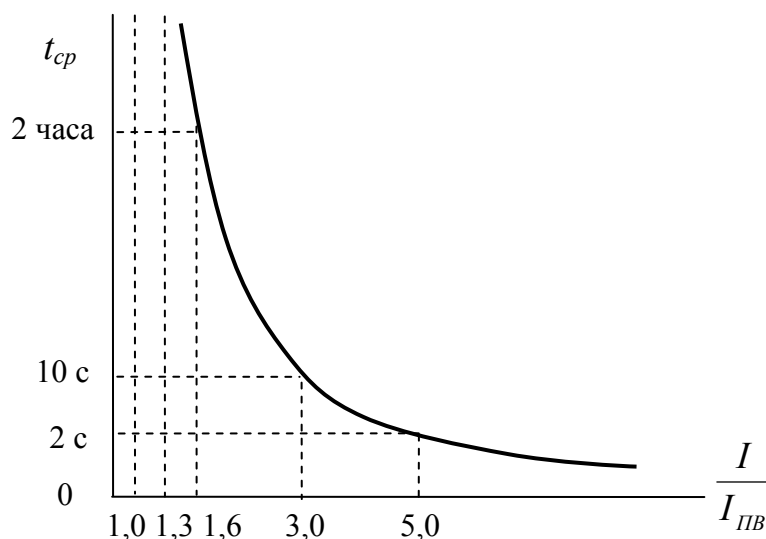


Рис.5.9. Защитная характеристика предохранителя

Защита от перегрузки с помощью предохранителей возможна только при условии, что защищаемые проводники будут выбраны с запасом по пропускной способности превышающим на 25% номинальный ток плавких вставок

$$I_{\partial\partial} \geq 1,25I_{ПВ}. \quad (5.24)$$

Самыми массовыми в НВРС являются предохранители НПН-60 (со стеклянным корпусом) с номинальным током до 60 А и ПН-2 (с фарфоровым корпусом) с номинальным током от 100 до 630 А. Внутри корпуса находится медная плавкая вставка и наполнитель в виде кварцевого песка. Предохранители ПН-2 обладают токоограничивающим действием и высокой отключающей способностью (до 100 кА), но в настоящее время являются морально устаревшими.

Аналогичную, но более современную конструкцию имеют предохранители типа ППН, оснащаемые дополнительно указателем

срабатывания и свободным контактом, параметры которых указаны в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Параметры предохранителей серии ППН

Тип предохранителя	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток плавких вставок, А
ППН-33	100	2; 4; 6; 8; 10; 12; 16; 25; 32; 40; 50; 63; 89; 100
ППН-35	250	40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250
ППН-37	400	40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250; 315; 400
ППН-39	630	100; 125; 160; 200; 250; 315; 400; 500; 630

Предохранители выбираются по следующим условиям.

Условие 1. По напряжению

$$U_{ном} \geq U_c, \quad (5.25)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение предохранителя, U_c – номинальное напряжение сети.

Условие 2. По нагреву нормальными рабочими токами

$$I_{ПП} \geq I_p, \quad I_{ПВ} \geq I_p, \quad (5.26)$$

где I_p – максимальный рабочий ток защищаемого участка сети.

Условие 3. По нагреву пиковыми (пусковыми) токами

$$I_{П} \leq 0,5I_{ПВt}, \quad (5.27)$$

где $I_{П}$ – величина пускового тока; $I_{ПВt}$ – ток, определяемый по защитной характеристике, при котором плавкая вставка расплавляется за время пуска $t_{П}$; $t_{П}$ – время протекания пускового тока.

При выполнении условия (5.27) не происходит чрезмерного нагрева плавких вставок, окисления их поверхности, быстрого старения и, как следствие, необоснованных срабатываний плавких предохранителей.

Для одиночных асинхронных двигателей с тяжелым пуском длительность пуска достигает 10 с. За период времени 10 с плавкая вставка в

соответствии с типовой защитной характеристикой расплавляется током, равным $3I_{ПВ}$. Подставив это значение в выражение (5.27), можно получить $I_{П} \leq 0,5(3I_{ПВt})$.

Для асинхронных двигателей с легким пуском продолжительность пуска не превышает 2 с. В соответствии с защитной характеристикой за продолжительность 2 с плавкая вставка расплавляется током $5I_{ПВ}$. В данном случае $I_{П} \leq 0,5(5I_{ПВt})$.

Таким образом, плавкая вставка для защиты ответвлений к одиночным асинхронным двигателям, выбираемая по условию (5.27), рассчитывается по формуле:

$$I_{ПВ} \geq \frac{I_{П}}{K_n}, \quad (5.28)$$

где $I_{П}$ – величина пускового тока; K_n – коэффициент, характеризующий условия пуска (1,6 – при тяжелом пуске; 2,5 – при легком пуске).

Условие 4. По отключению однофазных КЗ в сетях до 1000 В с глухозаземленной нейтралью, в соответствии с ПУЭ:

- для невзрывоопасных помещений

$$I_{КЗ}^{(1)} \geq 3I_{ПВ}, \quad (5.29)$$

- для взрывоопасных помещений

$$I_{КЗ}^{(1)} \geq 4I_{ПВ}, \quad (5.30)$$

- если защищаемая групповая сеть в жилом или административном здании не охвачена системой уравнивания потенциалов или последовательно с предохранителем не установлено устройство защитного отключения УЗО

$$t_{cp} \leq 0,4с, \quad (5.31)$$

где $I_{КЗ}^{(1)}$ – величина тока однофазного КЗ в конце защищаемой линии, t_{cp} – время срабатывания предохранителя от тока однофазного КЗ в конце защищаемой зоны.

Во всех остальных случаях, как правило, время срабатывания предохранителя не должно превышать 5 с. Некоторые особенности в определении допустимого времени отключения изложены в ГОСТ Р 50571.3-94.

Условие 5. По предельному току отключения

$$I_{KЗ.Д} \geq I_{KЗ}^{(3)}, \quad (5.32)$$

где $I_{KЗ.Д}$ – предельный ток отключения плавкого предохранителя, $I_{KЗ}^{(3)}$ – наибольшее действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке установки предохранителя.

Условие 6. По селективности срабатывания включенных последовательно в цепь предохранителей

$$t_{\sigma} \geq (1,7 \dots 3,0)t_m, \quad (5.33)$$

где t_{σ} и t_m – время плавления током КЗ большей и меньшей из последовательно расположенных в цепи плавких вставок, определяемое по защитным характеристикам.

Условие 7. По обеспечению защиты проводов и кабелей от токов перегрузки в соответствии с выражением (5.24).

Защитные характеристики предохранителей имеют значительный разброс, поэтому при перегрузке сначала сработает предохранитель в одной из трех фаз, создав тем самым неполнофазный режим, опасный для асинхронных электродвигателей. Поэтому там, где необходима защита линий НВРС от перегрузки и в составе нагрузки линии имеются асинхронные двигатели, применяются автоматы.

Автоматические воздушные выключатели (автоматы) являются более совершенными, но и более дорогими защитными аппаратами по сравнению с предохранителями. Они обеспечивают защиту от перегрузок, токов КЗ и оперативное включение и отключение цепей при полной нагрузке. Автоматы могут оснащаться различными расцепителями максимального тока (тепловыми, электромагнитными или полупроводниковыми), независимым

расцепителем и расцепителем минимального напряжения. Наиболее массовое применение имеют автоматы с комбинированным нерегулируемым расцепителем (сочетание теплового с электромагнитным). Тепловой расцепитель обеспечивает защиту от перегрузки с обратно зависимой характеристикой, а электромагнитный – от токов КЗ без выдержки времени. Полупроводниковые расцепители имеют возможность регулирования уставки тока и времени срабатывания. Автоматы с такими расцепителями называют селективными.

Технические характеристики автоматов с комбинированным расцепителем:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, В;

I_{HA} – номинальный ток автомата, А;

I_{HP} – номинальный ток расцепителя, А;

$I_{КЗ.Д}, \cos\varphi$ – предельная коммутационная способность, определяемая предельно допустимым значением и фазой отключаемого тока КЗ;

$t_{CP} = f(\frac{I}{I_{HP}})$ – защитная (времятоковая) характеристика (рис.5.10).

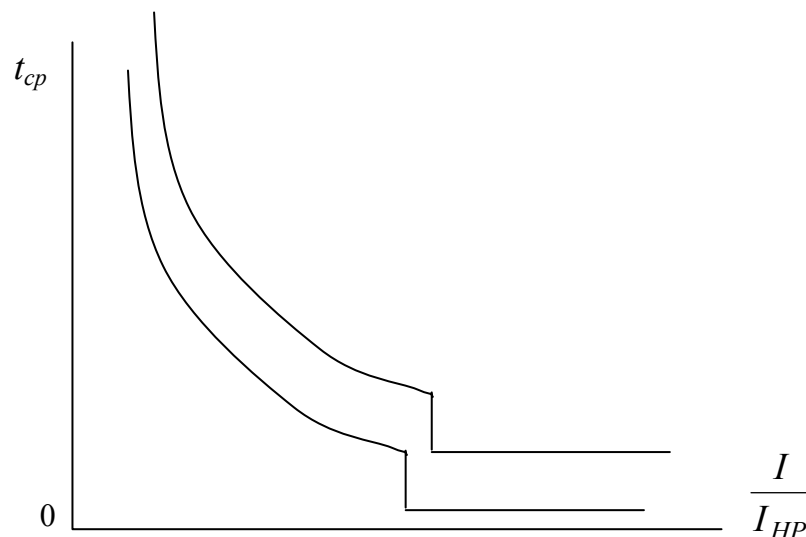


Рис.5.10. Защитная характеристика автомата

Эта защитная характеристика имеет две зоны: первая для небольших токов – защита от перегрузок с обратнозависимой от тока выдержкой времени, реализуемая тепловым расцепителем, вторая – защита мгновенного действия (отсечка) от токов КЗ, реализуемая электромагнитным расцепителем. Комбинированный нерегулируемый расцепитель имеет следующие параметры:

I_{HP} – номинальный ток расцепителя, обусловленный тепловой его частью. При протекании этого тока через автомат время его срабатывания равно бесконечности (автомат не срабатывает);

$$k = \frac{I_{ЭМ}}{I_{HP}} - \text{кратность тока электромагнитной отсечки } I_{ЭМ}, \text{ реализуемой}$$

электромагнитным расцепителем.

Для каждого автомата с номинальным током I_{HA} имеется заданный набор расцепителей с $I_{HP} \leq I_{HA}$, из которого всегда можно выбрать необходимый. Например, для автомата ВА51-25 с $I_{HA}=25\text{А}$ можно выбрать расцепитель из следующих: $I_{HP}=6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25\text{ А}$ и необходимое значение $k=3-20$.

В зависимости от величины k имеется несколько видов защитных характеристик автоматов, основными из которых являются: В, С, D (табл. 5.2).

Таблица 5.2

Тип защитной характеристики	Кратность тока электромагнитной отсечки k	
	Мин.	Макс.
В	3	5
С	5	10
D	10	20

Защитные характеристики автоматов имеют естественный разброс, главными факторами которого являются температура окружающей среды и температура нагрева автомата, определяемая током нагрузки, предшествующим сверхтоку. На рис. 5.10 верхняя кривая определяет время

срабатывания автомата с холодного состояния, нижняя – с горячего. Поэтому защитная характеристика представляет некоторую зону, ограниченную указанными кривыми. Эта зона характеризуется следующими параметрами:

- При токе, равном $1,13I_{HP}$ тепловой расцепитель не должен срабатывать в течении 1 часа;
- При токе, равном $1,45I_{HP}$ тепловой расцепитель должен отключить автомат за время не более 1 часа;
- При токе, равном $2,5I_{HP}$ время срабатывания автомата должно быть в диапазоне от 1 до 60 с;
- Электромагнитный расцепитель не должен срабатывать при $I_{K3} \leq 0,8I_{ЭМ}$ и должен срабатывать при $I_{K3} \geq 1,2I_{ЭМ}$.

Автоматы выбираются по следующим условиям.

Условие 1. По нагреву максимальными рабочими токами

$$I_{HA} \geq I_P, \quad I_{HP} \geq 1,25I_P, \quad (5.34)$$

где коэффициент 1,25 необходим для учета разброса защитной характеристики.

Условие 2. По несрабатыванию при пиковых нагрузках

$$I_{ЭМ} \geq 1,25I_{ПИК}. \quad (5.35)$$

Условие 3. По отключению однофазных КЗ в сетях до 1000 В с глухозаземленной нейтралью:

$$I_{K3}^{(1)} \geq kI_{HP}. \quad (5.36)$$

Если защищаемая групповая сеть в жилом или административном здании не охвачена системой уравнивания потенциалов или последовательно с предохранителем не установлено устройство защитного отключения УЗО

$$t_{cp} \leq 0,4с, \quad (5.37)$$

где $I_{K3}^{(1)}$ – величина тока однофазного КЗ в конце защищаемой линии; t_{cp} – время срабатывания автомата от тока однофазного КЗ в конце защищаемой зоны.

Во всех остальных случаях, как правило, время срабатывания автомата не должно превышать 5 с. Некоторые особенности в определении допустимого времени отключения изложены в ГОСТ Р 50571.3-94.

Условие 4. По стойкости к токам КЗ и по отключающей способности различные типы автоматов проверяются по-разному, в зависимости от того, какие допустимые параметры указаны в технической документации заводов изготовителей. Например, для автоматов АЕ20 указываются допустимые ударное и действующее значения тока КЗ, а также одноразовая коммутационная способность. Для автоматов АЗ700 – предельно допустимый ударный ток КЗ. Для автоматов ВА51 указывается предельная коммутационная способность (кА) в зависимости от напряжения и $\cos\varphi$.

Проверка выбираемых автоматов по данному условию состоит в обеспечении соответствия паспортных данных автоматов расчетным параметрам токов КЗ в защищаемой линии.

Условие 5. По селективности действия последовательно включенных автоматов.

Если последовательно установленные в цепи автоматы имеют только тепловой расцепитель, то они могут действовать при КЗ селективно, если правильно подобраны их защитные характеристики (т.е. время отключения головного автомата больше). При этом для удобства сопоставления защитных характеристик строятся диаграммы селективности - на одном чертеже в одном масштабе вычерчиваются защитные характеристики всех последовательно установленных в цепи автоматов.

Если автоматы оснащены только электромагнитными расцепителями (отсечкой) и ток КЗ больше тока срабатывания этих расцепителей, то такие автоматы могут сработать одновременно, т.е. не селективно.

Автоматы с комбинированными расцепителями при токах КЗ, превышающих токи срабатывания электромагнитной части расцепителей, также могут отключаться не селективно.

При необходимости обязательного обеспечения селективности в указанных ситуациях применяются так называемые селективные автоматы. Эти автоматы, как правило, оснащаются полупроводниковыми расцепителями, имеющими регулируемую уставку как по току, так и по времени срабатывания.

Условие 6. По обеспечению защиты проводов и кабелей от токов перегрузки в соответствии с выражением (5.24).

Важной особенностью автоматов, так же как и предохранителей, является их токоограничивающая способность. Эта способность состоит в том, что при большой кратности токов КЗ контактная система автомата начинает отключать ток КЗ еще до достижения им ударного значения и поэтому отключаемый ток КЗ не достигает своего максимального расчетного значения.

5.4. Проверка оборудования на действия токов коротких замыканий

5.4.1 Общие сведения

Коротким замыканием (КЗ) называется непосредственное соединение любых точек разных фаз или фазы и нулевого провода электрической цепи, которое не предусмотрено нормальными условиями работы установки.

Причинами коротких замыканий чаще всего являются пробой изоляции электрических проводов и электрооборудования из-за перенапряжений и постепенного старения изоляционных материалов, схлестывания и набросы голых проводов воздушных линий, механические повреждения кабельных линий, а иногда и ошибочные действия персонала станций, подстанций и сетей.

Короткие замыкания вызывают резкое увеличение токов в электрических установках. Электрооборудование, выбранное по условиям нормального режима, должно быть также устойчивым при динамических и термических действиях токов короткого замыкания.

ПУЭ предписывают, какие виды электрического оборудования должны выбираться с учетом динамической и термической устойчивости при коротких замыканиях. К ним в первую очередь относятся электрические аппараты высокого напряжения станций и подстанций, шины, кабели, изоляторы. Провода воздушных линий, как правило, по условиям короткого замыкания не проверяются.

В установках напряжением до 1000 В требования устойчивости при коротких замыканиях предъявляются только к главным и распределительным щитам, предохранителям и автоматическим выключателям.

5.4.2 Термические и динамические процессы в элементах СЭС

При возникновении КЗ общее сопротивление цепи системы электроснабжения уменьшается, вследствие чего токи в ветвях системы резко увеличиваются, а напряжения на отдельных участках системы снижаются. За время КЗ с момента его возникновения до момента отключения поврежденного участка в цепи протекает переходный процесс с большими мгновенными токами, вызывающими электродинамическое воздействие на электрооборудование. При длительном, более 0,01 с, КЗ токи оказывают термическое действие, которое может привести к значительному повышению температуры нагрева электрооборудования.

В нормальных эксплуатационных режимах электродинамические силы невелики. Однако при КЗ токи увеличиваются в 10-20 раз, а электродинамические силы увеличиваются в 100-400 раз. Последствием воздействия этих сил могут быть разрушения аппаратов и конструкций распределительных устройств. Поэтому для проверки динамической устойчивости аппаратуры и токопроводящих конструкций важно знать величину этих механических сил.

Электродинамическое воздействие заключается в том, что проводники с токами притягиваются или отталкиваются друг от друга. Силу, с которой взаимодействуют проводники (электродинамическая сила), пропорциональна произведению взаимодействующих токов

Величина динамического усилия, возникающего при протекании тока короткого замыкания, может быть определена на основании закона Био-Савара

$$f = \pm 2,04 \frac{i_1 i_2}{d} 10^{-7}, \quad (5.38)$$

где i_1, i_2 – токи в проводниках, А; d – расстояние между осями проводников, м.

Знак «+» или «–» означает направление действия силы. При одинаковом направлении токов усилие стремится сблизить проводники (+), при разных направлениях – оттолкнуть (–).

Не меньшую опасность представляет термическое действие токов КЗ. Токи короткого замыкания вызывают дополнительный нагрев токоведущих частей электрических аппаратов, шин распределительных устройств и жил электрических кабелей.

Известно, что тепло, выделенное в проводнике при протекании по нему ток I за время t , равно

$$Q = I^2 R t, \quad (5.39)$$

где R – активное сопротивление проводника.

Очевидно, что тепловыделения приводят к существенному увеличению температуры проводников и изоляции. Однако, поскольку протекание тока КЗ обычно происходит в течение малого промежутка времени (не более нескольких секунд), то для различных токоведущих частей и элементов допускаются некоторые повышения температур сверх тех, которые устанавливаются для рабочего режима.

Тем не менее, время отключения КЗ (сумма времени срабатывания защиты и собственного времени отключения выключателя) не всегда

удается выбрать достаточно малым по многим причинам. Поэтому все электрические аппараты и токоведущие части, по которым могут проходить токи КЗ, проверяют по условию термической стойкости.

5.4.3 Проверка элементов СЭС на действия токов коротких замыканий

Для электрических аппаратов в качестве справочной информации приводятся значения предельного тока электродинамической стойкости. Аппарат пригоден для установки в данной цепи, если выполняется соотношение

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (5.40)$$

где $i_{дин}$ – амплитудное значение тока электродинамической стойкости; $i_{уд}$ – ударный ток трехфазного короткого замыкания.

Защитные аппараты дополнительно проверяются на отключающую способность, т.е. на способность отключить ток КЗ. Эта способность характеризуется номинальным током отключения. Для правильного выбора должно быть выполнено соотношение

$$I_{ном\ откл} \geq I_n, \quad (5.41)$$

где $I_{ном\ откл}$ – номинальный ток отключения защитного аппарата; I_n – действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания.

Мерой количества выделенной теплоты за время протекания тока КЗ является тепловой импульс

$$B_k = \int I^2 dt. \quad (5.42)$$

Тепловой импульс вычисляется в зависимости от вида короткого замыкания и расчетной схемы. Для определения теплового импульса в электрических сетях систем электроснабжения можно воспользоваться следующим выражением:

$$B_k = \left(I_{кз}^{(3)} \right)^2 (t_{кз} + T_a), \quad (5.43)$$

где $I_{кз}^{(3)}$ – действующее значение тока трехфазного КЗ; $t_{кз}$ – время протекания тока КЗ (время с момента возникновения КЗ до полного его отключения); T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (0,01-0,2 с).

В справочных данных электрического аппарата приводятся значения тока и времени термической стойкости. Аппарат термически стоек, если выполняется условие

$$I_{mc}^2 t_{mc} \geq B_k, \quad (5.44)$$

где I_{mc} – ток термической стойкости; t_{mc} – время термической стойкости.

При проверке кабельных линий по термической стойкости рассчитывается минимальное термически стойкое к токам КЗ сечение кабеля

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (5.45)$$

где C – термический коэффициент (функция), значения которого для наиболее распространенных типов проводников приведены в табл. 5.3.

Следовательно, для проводника, имеющего стандартное сечение должно выполняться условие

$$F_{\text{станд}} \geq F_{\min}, \quad (5.46)$$

где $F_{\text{станд}}$ – стандартное сечение проводника.

Силовые кабели считаются достаточно устойчивой конструкцией к возникающим механическим усилиям и на динамическую стойкость не проверяются.

Таблица 5.3

Характеристика кабеля	Значение C , $A \cdot s^{1/2}/mm^2$
Кабели до 10 кВ • с медными жилами • с алюминиевыми жилами	140 90
Кабели и изолированные провода с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией • с медными жилами • с алюминиевыми жилами	120 75
Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией • с медными жилами • с алюминиевыми жилами	103 65

Местом короткого замыкания для расчета тока КЗ при проверке элементов системы электроснабжения на термическую и динамическую стойкость является: для электрических аппаратов – точка сразу за ними; для кабельных линий – точка в начале линии. Пренебрегая переходным сопротивлением контактов электрических аппаратов при проверке указанных элементов на действия токов КЗ, расчетной точкой короткого замыкания можно считать сборные шины распределительного устройства, к которым присоединены электрические аппараты и с которых уходят кабельные линии электропередачи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ольховский В.Я. Электроснабжение промышленных предприятий. Учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1999.
2. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Высшая школа, 1986.
3. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промпредприятий: Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1973.
4. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. – Министерство Энергетики РФ, М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
5. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
6. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
7. Шаповалов Н.Ф. Справочник по расчету электрических сетей. – Киев: Будивельник, 1979.
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. / Под общ. ред. А.А.Федорова. Т.1. Электроснабжение. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
10. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. / Под общ. ред. А.А.Федорова. Т.2. Электрооборудование. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
11. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

- 12.Электротехнический справочник: В 4-т. / Под ред. В.Г.Герасимова и др. – 9-е изд., стер. – М.: Изд-во МЭИ: т.3: Производство, передача и распределение электрической энергии, 2004.
- 13.ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- 14.ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
- 15.ГОСТ 14254-96. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками.
- 16.ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов.