

Федеральное агентство по образованию  
Нижекамский химико-технологический институт  
Государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Казанский государственный технологический университет»

# **Системы электроснабжения**

(Учебно-методическое пособие для студентов заочников по специальности 140211  
«Электроснабжение»)

Составитель: ст. препод. Файрушин Р.Р.

Рецензент: проф.Кузнецов А.В.

Предназначена для студентов заочной формы обучения по специальности 140211  
«Электроснабжения»

# Содержание

Введение

## 1. Теоретические основы по СЭС

Общая характеристика систем электроснабжения

Основные группы потребителей электроэнергии

Основные условия и задачи формирования систем электроснабжения

Номинальные напряжения электроустановок

Основные типы схем электрических сетей

Режим нейтрали электрических сетей

Классификация режимов ЭЭС

Переходные режимы и процессы

Нормативные показатели устойчивости и их обеспечение

Средства управления режимами и их функции

Основные принципы диспетчерского управления

Временные уровни управления режимами ЭЭС

Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением

Потребители и источники реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности

Регулирование напряжения в электрических сетях

## 2. Вопросы для перееаттестации

## 3. Задания к выполнению контрольных работ

Примеры решения задач

Задания для контрольных работ

## 4. Задания к выполнению курсовой работы

Список литератур

## **Введение**

В учебном пособии представлены краткий теоретический курс по дисциплине «Системы Электроснабжения», вопросы для перееаттестации, задания к выполнению контрольных работ и образцы их выполнения а также задания к выполнению курсовой работы.

Справочный материал представлен в приложении. Приложение А содержит технические данные аппаратов В ходе выполнения контрольных заданий и курсовой работы студенты должны изучить: режимы работы электрических систем, основные параметры расчета электрических сетей; методику определения расчетных нагрузок цехов и электроснабжения низковольтных и высоковольтных предприятия в целом; схемы сетей.

# 1 Теоретические основы по СЭС

## 1.1 Общая характеристика систем электроснабжения

Системами электроснабжения (СЭС) объектов хозяйства страны называются электроэнергетические комплексы, обеспечивающие непосредственное питание электроэнергией конкретных потребителей или их групп. В данные комплексы входят местные электрические станции, электрические сети всех необходимых номинальных напряжений и конструктивных исполнений, а также электроприемники всех технологических назначений. Из сказанного следует, что СЭС являются неотъемлемой частью электроэнергетических систем (ЭЭС). Изложенная принципиальная трактовка современных СЭС как части ЭЭС определяется: а) формированием графиков нагрузок ЭЭС технологическими графиками всех групп потребителей электроэнергии (ПЭ); б) высокими требованиями к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии современных ПЭ и отдельных электроприемников (ЭП); в) существенным влиянием на качество электроэнергии в питающей ЭЭС, оказываемым некоторыми крупными промышленными и электротранспортными установками (электродуговые сталеплавильные печи, выпрямительные установки электролиза и транспорта и т.п.).

Источниками питания (ИП) электроэнергией СЭС в основном являются понижающие подстанции 35-220/6-10 кВ ЭЭС, а также местные электрические станции. Последними могут быть теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) городов и крупнейших промышленных предприятий, осуществляющие как электро-, так и теплоснабжение потребителей, а также дизельные электростанции (ДЭС) в сельскохозяйственных и удаленных от ЭЭС районах.

Электрические сети, питающие СЭС, состоят из внешних воздушных линий 35-220 кВ и понижающих подстанций (ПС) 35-220/6-10 кВ. Распределение электроэнергии по территориям объектов электроснабжения и внутри зданий промышленного, гражданского и другого назначения выполняется линиями 6-10 кВ, подстанциями 6-10/0,38-0,66 кВ и линиями до 1 кВ.

Электроприемники различных технологических назначений преобразуют электроэнергию в механическую, тепловую, электрических и магнитных полей и т.п.

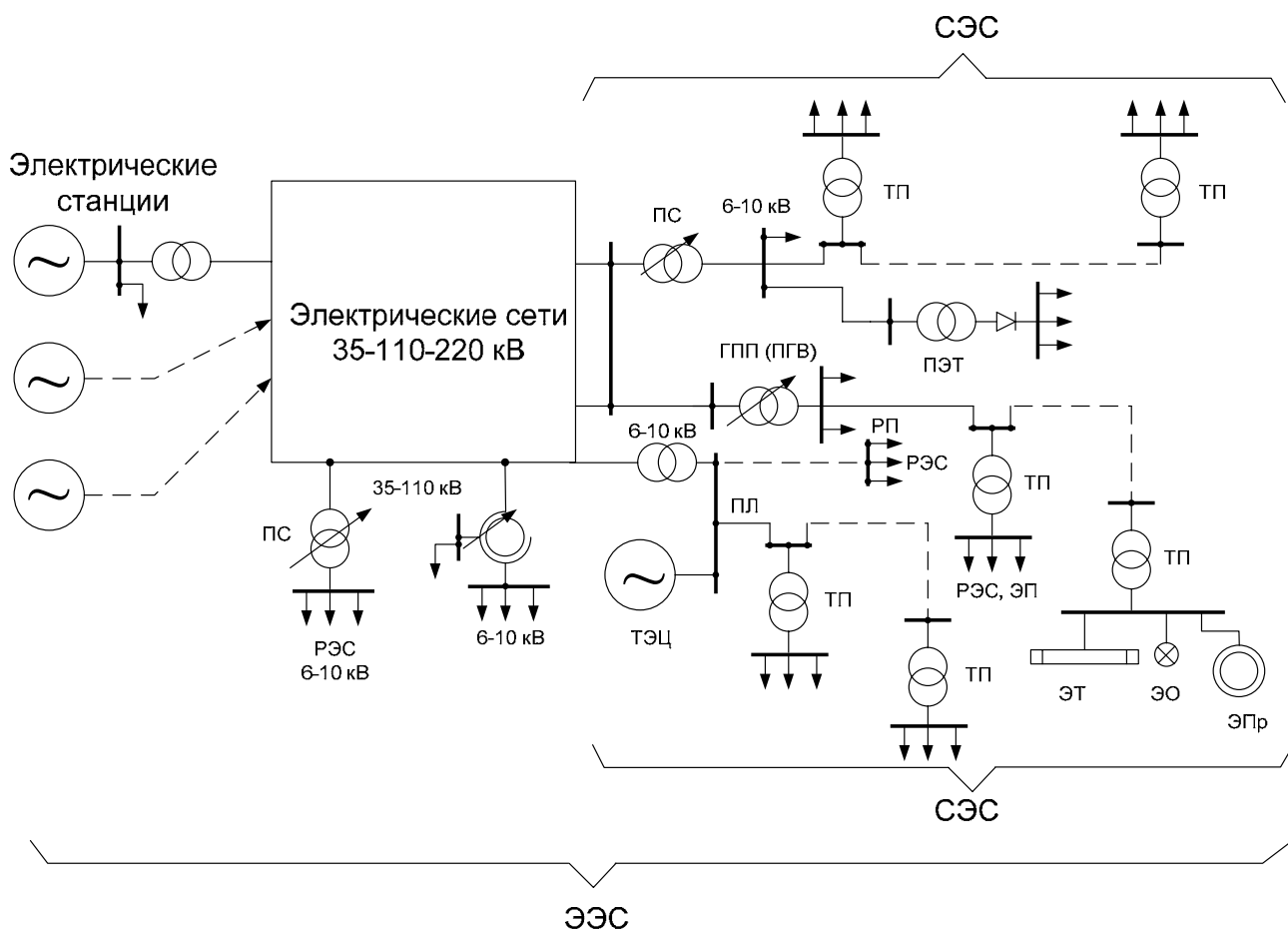


Рис 1.1. Структурная электрическая схема электроэнергетической системы (ЭЭС) и системы электроснабжения (СЭС):

*ПС*- подстанции 35-220/6-10 кВ; *ТЭС*- теплоэлектроцентраль городская или промышленного предприятия; *ГПП*, *ПГВ* - главная понижающая подстанция или подстанция глубокого ввода; *РП*- распределительный пункт; *ТП* - трансформаторная подстанция 6-10/0,38 (0,66) кВ; *РЭС*- распределительная электрическая сеть; *ЭТ*- электротермические установки; *ЭО* - электрическое освещение; *ЭПр* - электропривод; *ПЭТ*- подстанция электрического транспорта; *ЭП* - электроприемники; *ПЛ*- питающая линия

## 1.2 Основные группы потребителей электроэнергии. Электроснабжение промышленных предприятий

Промышленные предприятия потребляют от 30 до 70 % электроэнергии, вырабатываемой в составе ЭЭС. Значительный разброс промышленного потребления определяется индустриальной развитостью и климатическими условиями различных стран; для индустриально развитых стран, включая РФ, характерны количественные

значения данного энергопотребления в 50-70 %. В данную группу входят предприятия машиностроения, черной и цветной металлургии, химической промышленности, стройматериалов, текстильных и продовольственных производств и многих иных.

Суммарные установленные мощности ЭП и соответствующие им электрические нагрузки промышленных предприятий изменяются в весьма широких пределах, ориентировочно от единиц мегаватт (металлообработка, мелкое машиностроение и т.п.) до 300-500 МВт и более (крупное машиностроение, черная металлургия, электролиз алюминия и иных цветных металлов). Вместе с тем для основной части предприятий характерны мощности в пределах 30-150 МВт.

Системы электроснабжения промышленности характеризуется наибольшим многообразием видов применяемых ЭП, их номинальных мощностей и режимов работы. Вместе с тем основными из них в данной области являются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором (60-90 %), значительную часть которых составляют электродвигатели 10-50 кВт (380 В). Синхронные двигатели и крупные асинхронные с регулируемым пуском применяются в 10-20 % электроприводных установок. В связи с указанным основные влияния данных ЭП на СЭС в целом заключаются в: колебаниях напряжения, вызываемых значительными пусковыми токами короткозамкнутых асинхронных двигателей; возможностях массового торможения асинхронных двигателей при снижении рабочего напряжения до 70-80 % номинального значения («лавина напряжения»); возможностях работы синхронных двигателей как с потреблением, так и с выдачей реактивной мощности.

Из всего многообразия видов ЭП промышленности значительное влияние на режимы СЭС (в некоторых случаях и на режимы ЭЭС) оказывают электротехнологические и выпрямительные установки. Электродуговые сталеплавильные печи характеризуются установленной мощностью до 100-150 МВт и резкопеременными режимами работы с изменениями потребляемой активной и реактивной мощности в единицы и десятки МВт/с и Мвар/с. Электросварочные агрегаты, широко применяемые в машиностроении, имеют установленную мощность до 2000 кВт • А, их работа характеризуется низкими коэффициентами мощности (0.2-0.6) и резкопеременной нагрузкой (сотни герц).

В указанных случаях неизбежны значительные колебания напряжения. При применении выпрямительных установок (электролиз, электротермия и др.) из сети

переменного тока потребляются несинусоидальные токи, ведущие к несинусоидальности напряжения (в той или иной степени) в СЭС в целом.

В настоящее время значительная часть промышленных предприятий характеризуется 2-2,5 -сменными графиками работы (влияние социологических и здравоохранительных факторов). Вместе с тем ряд производств, например, доменные, сталеплавильные, электролизные, химические и другие производства, естественно, вынуждены работать в 3 смены.

В ряде расчетов, как, например, определения потребляемой электроэнергии и годовых потерь электроэнергии, применяется показатель продолжительности использования наибольших нагрузок  $T_{нб}$ . Данная величина может приниматься равной 4500-5500 ч/год для 2-1-сменных и 7500-8000 ч/год для 3-сменных и непрерывных производств.

Промышленные установки потребляют значительную реактивную мощность, поэтому «естественный» (без учета компенсации реактивных нагрузок) коэффициент мощности нагрузки обычно не выше 0,7-0,8.

Большая часть промышленных производств нуждается в высокой надежности электроснабжения, допуская перерывы подачи напряжения лишь на время включения резервного питания (резервные линии, трансформаторы) в пределах 1-2 с (I категория надежности электроснабжения). Наряду с этим: а) ряд производственных процессов химической, нефтеперерабатывающей, электронной и других видов промышленности требуют практически бесперебойного электроснабжения (особая категория), что осуществляется специальными резервными установками; б) ряд цехов и предприятия в целом (складские помещения, заготовка полуфабрикатов, деревообрабатывающие производства) допускают перерывы электроснабжения на время оперативных переключений дежурным персоналом в распределительных электросетях до 1 кВ и более высоких номинальных напряжений (II категория).

Электроснабжение коммунально-бытовых потребителей. К данной группе ПЭ относится широкий круг зданий, расположенных в жилых районах городов и населенных пунктов. Это - жилые здания, здания административно-управленческого назначения, учебные и научные заведения, магазины, здания здравоохранения, культурно-массового назначения, общественного питания и т.п.



Современные ПЭ данного типа характеризуются значительной номенклатурой ЭП, их относительно существенной номинальной мощностью и высокими коэффициентами насыщения данными ЭП бытовых и общественных зданий. Установленные мощности ЭП оцениваются следующим образом: квартиры с газовыми плитами 21,4 кВт, то же - с электроплитами 32,6-39,6 кВт, коттеджи с электроплитами 47,9 кВт. Установленная мощность ЭП в жилых и общественных зданиях (в зависимости от типа, назначения и количества этажей и жилых секций) составляют от 100-200 кВт до единиц мегаватт.

Основными типами современных ЭП зданий данного назначения являются приборы электрического освещения, нагревательные приборы (плиты, отопление, горячая хозяйственная вода), холодильники и морозильники, кондиционеры воздуха и различные приборы электронного типа (аудио-, видеотехника и т.п.). Преобладание ламп накаливания в осветительных установках и ЭП нагревательного типа определяют высокие значения коэффициентов мощности на вводах в здания (0,9-0,95) в часы суточных максимумов нагрузок.

Значительная часть ПЭ данной группы предъявляет умеренные требования к надежности электроснабжения (II категория по [1 .9]), допускающие перерывы питания на время оперативных переключений в распределительных электросетях до 1 кВ и 6-10 кВ. Вместе с тем лифтовые и пожарные установки жилых зданий в 17 этажей и более, крупные учебные и зрелищные заведения, как и особо ответственные административные здания, теплофикационные и водопроводные пункты и т.п., должны обеспечиваться автоматическим вводом резервного питания (АВР) в течение 1,5-2 с [1 .14].

Современные плотности электрических нагрузок жилых районов городов, приведенные к шинам трансформаторных подстанций (ТП) 6-10/0,38 кВ. в зависимости от среднего количества этажей жилых зданий (5-16) составляют от 5 до 50 МВт/км<sup>2</sup>. Соответствующие продолжительности использования наибольших нагрузок 4500-5000 ч/год.

Электроснабжение электрифицированного транспорта. Выпрямительные подстанции электротранспорта на постоянном токе (городской, промышленный, междугородный) и понижающие ПС междугородного электрического транспорта на переменном токе питаются электроэнергией от электрических сетей ЭЭС. Соответственно ПС городского электротранспорта (трамвай, троллейбус, метрополитен) располагаются на территориях городов и являются ПЭ городских сетей. Понижающие

подстанции междугородного транспорта, питающиеся непосредственно от электрических сетей ЭЭС, как правило, также располагаются на территории или вблизи населенных пунктов. Понижающие подстанции междугородного электротранспорта питаются по сетям 35-110-220 кВ.

Электрические нагрузки подстанций в зависимости от объемов перевозок и номинальных напряжений питающих электросетей находятся в пределах 15-50 МВт. Аналогичные нагрузки ПС трамвая и троллейбуса, питающихся при напряжениях 6-10 кВ, находятся в пределах 0,5-2,5 МВт. Коэффициент мощности, потребляемой тяговыми ПС, существенно зависит от режимов нагрузки: в периоды наибольших нагрузок это 0,9-0,95, но при малых нагрузках он снижается до 0,5-0,6. Продолжительности использования наибольших нагрузок городского электротранспорта 5000-5500 ч/год; междугородный транспорт характеризуется большими значениями этой технической характеристики.

Системы электроснабжения электрического транспорта требуют высокой надежности электроснабжения.

Современные СЭС электрического транспорта оказывают существенное влияние на показатели качества напряжения в питающих электрических сетях от 6-10 до 110 кВ. Это связано: а) с применением установок выпрямления тока, что обуславливает несинусоидальность напряжения; б) с несимметрией напряжения при электротяге на однофазном переменном токе (27,5 кВ); в) с колебаниями напряжения в сетях 6-10 кВ, вызываемыми пусковыми токами двигателей трамваев и троллейбусов.

Коротко охарактеризованные ПЭ в значительной части располагаются на территориях городов и в ближних пригородных зонах и поэтому в большинстве случаев питаются от общих ПС 35-220 кВ ЭЭС. В зависимости от преобладания промышленных потребителей или ПЭ жилых и административных районов утренний максимум нагрузок может быть больше или меньше вечернего максимума на 10-15 %.

Электроснабжение сельского хозяйства. Системы электроснабжения сельского хозяйства включают питание электроэнергией всех потребителей, располагающихся на территориях сельскохозяйственных районов. Это - электроснабжение всех видов сельскохозяйственных производств, а также комплексов коммунально-бытовых потребителей сельских населенных пунктов. Примерами ПЭ в данной области являются животноводческие, птицеводческие, зернообрабатывающие комплексы, зерно- и

овощехранилища, парниковые установки, а также жилые здания, медицинские, торговые, культурно-образовательные учреждения и т.п. Электрические нагрузки отдельных ПЭ изменяются в весьма широких пределах: от единиц киловатт для малоэтажных зданий до единиц мегаватт для животноводческих и зернообрабатывающих комплексов.

Питание электроэнергией СЭС сельского хозяйства осуществляется преимущественно от ПС 35-110 кВ ЭЭС. В районах, удаленных от электросетей ЭЭС, а также в качестве резервных источников питания ПЭ, не допускающих перерывы электроснабжения или допускающих такие перерывы в пределах 20-30 мин, применяются дизельные электростанции мощностью от десятков до сотен киловатт. В единичных случаях сооружаются местные гидроэлектростанции аналогичной мощности.

Коэффициенты мощности жилых и иных зданий сельских населенных пунктов составляют 0,9-0,95, а основных производств 0,75-0,85.

Продолжительность использования наибольших нагрузок сельских ПЭ - в пределах 2000-3500 ч/год.

Значительная часть ЭП сельских ПЭ допускает аварийные перерывы электроснабжения на время восстановления питания оперативных переключений в распределительных электросетях (II категория). Вместе с тем крупные животноводческие комплексы и птицефабрики требуют автоматизированного восстановления питания основных ЭП в течение нескольких минут во избежание потерь сельскохозяйственных животных и птиц (в первую очередь молодняка); такие ЭП относятся к I категории по требованиям надежности электроснабжения.

Выше были приведены базовые сведения по основным группам ПЭ. Несомненно, что имеются разновидности электроэнергетических характеристик иных ПЭ, таких как горно-, нефте- и газодобывающей промышленности, крупных хладо- и теплогенерирующих установок, морских и авиационных портов, объектов обороны страны и др.

Представляется невозможным в кратком описании СЭС в целом отразить все многообразие их электрооборудования, специфики режимов и др.

### **1.3 Основные условия и задачи формирования систем электроснабжения**

Основным определяющим условием формирования СЭС - источников их питания, электрических сетей, электрооборудования, режимов и организации и технической составляющей эксплуатации - является их экономическая целесообразность (с учетом указанных ниже ограничений).

Требования экономической целесообразности должны соответствовать современным условиям и задачам развития хозяйственной жизни России. В качестве такого экономического критерия формирования СЭС, опирающегося на государственные нормативные материалы, принимаются так называемые дисконтированные затраты, определяемые за тот или иной срок в зависимости от объекта проектирования (5-25 лет). Дисконтированные затраты за расчетный срок учитывают: поэтапные капиталовложения для сооружения СЭС, поэтапное развитие ежегодных эксплуатационных расходов, затраты на потери электроэнергии в СЭС, «недоиспользованную» (ликвидную) часть капиталовложений, убытки от недоотпуска электроэнергии при аварийных или плановых отключениях электрооборудования и прекращении в связи с этим питания потребителей, а также меру дисконта  $(-0,1)$ .

При определении дисконтированных затрат за расчетный срок имеется возможность учитывать изменения стоимости оборудования и стоимости электроэнергии, значений дисконта.

При обсуждаемом здесь принципе формирования СЭС должны учитываться: нормативные требования надежности электроснабжения ПЭ или возможные убытки от перерывов питания; технические ограничения (в первую очередь - качество электроэнергии), а также экологические ограничения (по выбросам отходов производства в окружающую среду, по напряженности электрических и магнитных полей, шумовым эффектам и др.).

В основе формирования и эксплуатации СЭС находятся электрические нагрузки отдельных ПЭ, элементов электрических сетей и источников питания, которые определяются специальными расчетными методами при проектировании, экспериментально - в процессе эксплуатации. При этом необходимо знать как наибольшие, так и наименьшие возможные значения электрических нагрузок. На основе известных электрических нагрузок выбираются или проверяются параметры всего электрооборудования СЭС.

Определяющую роль экономической обоснованности проектируемой или эксплуатируемой СЭС имеет выбор целесообразных схем и номинальных напряжений питающих и распределительных сетей от источников питания от СЭС до ЭП.

По завершении указанных проектных или эксплуатационных расчетов и принятия соответствующих технико-экономических и технических решений следует стадия расчетов режимов распределения активных и реактивных мощностей и рабочих напряжений ЭП. На стадии проектирования необходимы расчеты режимов при наибольших и наименьших нагрузках ПЭ (в некоторых случаях и иных режимов), в эксплуатации обязательны измерения в периоды максимумов нагрузок.

#### **1.4 Номинальные напряжения электроустановок**

При получении электроэнергии СЭС от ЭЭС непосредственными источниками питания являются ПС 35-220 кВ. В состав СЭС наиболее крупных промышленных предприятий, таких же узлов железных дорог (метрополитена), средних и крупных городов и значительных сельскохозяйственных районов входят линии электропередачи и понижающие ПС указанных номинальных напряжений. Необходимо отметить, что в основном обоснованно применяется напряжение 110 кВ, обеспечивающее возможности передачи мощностей до 5080 МВ•А на расстояния в десятки километров и обладающее приемлемыми стоимостными показателями. Напряжение 220 кВ используется при необходимости передачи мощности более 100 МВт (города с населением более 5-7 млн жителей, крупнейшие предприятия черной и цветной металлургии и т.п.). Напряжение 35 кВ, обеспечивающее существенно меньшую пропускную способность электрических сетей, как правило, не следует применять при проектировании новых СЭС.

Распределение электроэнергии по территориям промышленных предприятий, городов, сельских районов и других потребителей в настоящее время производится при напряжениях 6-10 кВ. Имеющееся в отечественном стандарте напряжение 20 кВ, достаточно широко применяющееся в западноевропейских странах, в практике СЭС в России - по ряду технических и технико-экономических причин - до настоящего времени не нашло применения. Помимо распределения электроэнергии вне зданий напряжения 6-10 кВ применяются внутри цехов промышленных предприятий, а также в некоторых случаях во внутренних сетях крупнейших городских зданий. Напряжения 6 и 10 кВ

применяются для непосредственного питания наиболее крупных электродвигателей (соответственно 0,5-1 МВт и 1-2 МВт и более).

При формировании новых и реконструкции действующих СЭС должно применяться напряжение 10 кВ. Применение напряжения 6 кВ допустимо лишь при специальных технико-экономических обоснованиях (развитие существующих сетей 6 кВ, применение двигателей мощностью 500-1000 кВт и т.п.). В ряде случаев экономически обоснован перевод эксплуатируемых воздушных и кабельных электросетей 6 кВ на работу при 10 кВ, что требует проведения ряда предварительных профилактических испытаний, замены некоторой части электрооборудования, незначительной реконструкции распределительных устройств 6 кВ и др.

Наибольшая эффективность данного решения относится к электросетям с воздушными линиями 6 кВ, а также при отсутствии или малом количестве двигателей 6 кВ. Следует отметить экономическую эффективность такого метода увеличения пропускной способности распределительных электросетей в ряде городов России и стран СНГ.

В СЭС всех групп потребителей электроэнергии к электросетям данных напряжений присоединяются трансформаторные подстанции (ТП) с вторичным напряжением до 1 кВ. Электроосветительные установки и приборы практически во всех случаях питаются при напряжениях 380/220 В. Исторически сохранившиеся в некоторых городах электросети 220/127 В следует реконструировать на напряжения 380/220 В.

Все бытовые ЭП выполняются в настоящее время на напряжение 220 В и подключаются к сетям 380/220 В. Это же напряжение используется в промышленном электроснабжении для питания электродвигателей мощностью до 150-200 кВт. При мощностях электродвигателей 200-800 кВт экономически оправдано применение напряжения 660/380 В. В случае мощностей двигателей 800-1000 кВт и более следует применять для их питания напряжения 6 или 10 кВ.

Как указано выше, в питании железнодорожного транспорта от ЭЭС применяются напряжения 110-220 кВ, вторичные напряжения (на стороне переменного тока) составляют 25-27,5 кВ. В городском электротранспорте применяются напряжения 6-10 кВ, вторичное напряжение 600 В.

## **1.5 Основные типы схем электрических сетей**

Специфическими источниками питания СЭС при напряжениях 35-220 кВ являются главные понижающие ПС промышленных предприятий (ГПП), ПС аналогичных напряжений железнодорожного транспорта и ПС глубоких вводов высших напряжений (ПГВ) в жилых районах городов. Определяющими принципами схем ГПП и ПГВ являются: а) минимально необходимое количество электрооборудования высшего напряжения как наиболее дорогого и требующего значительных площадей для его установки; б) двухтрансформаторные ПС 110-220/6-10 кВ; в) в ряде случаев - трансформаторы с расщепленными обмотками вторичного напряжения для ограничения токов короткого замыкания; в) развитые распределительные устройства 6-10 кВ, обеспечивающие возможность присоединения многих линий и оперативную гибкость данной схемы.

В электрических сетях 6-10 кВ промышленных объектов и городов достаточно широко применяются распределительные пункты (РП), представляющие собой распределительные устройства указанных напряжений, ИП приближенные к определенным группам ПЭ. На промышленных предприятиях это цеха с крупными двигателями 6-10 кВ, в городских сетях это трансформаторные подстанции (ТП) 6-10/0,38 кВ, удаленные от основных источников питания. Обоснованиями применения РП являются: сокращение количества ячеек выключателей 6-10 кВ на ИП; уменьшение протяженности кабельных линий; упрощение оперативной эксплуатации распределительных сетей.

В настоящее время РП выполняются при радиальной схеме питающих линий, что соответствует условиям питания крупных двигателей и районов городской застройки (6-12 МВт) (рис. 1.2). По требованиям надежности электроснабжения РП относятся к ПЭ I категории. В связи с этим секционные выключатели шин 6-10 кВ на ИП и РП разомкнуты в нормальных режимах работы. Секционный выключатель на РП оборудован устройством автоматического включения резерва (АВР) при аварийном отключении одной из секций ИП или одной из питающих линий.

В распределительных электрических сетях 6-10 кВ и 380-660 В применяются следующие основные типы схем: радиальные, магистральные, кольцевые (петлевые) и их комбинации.

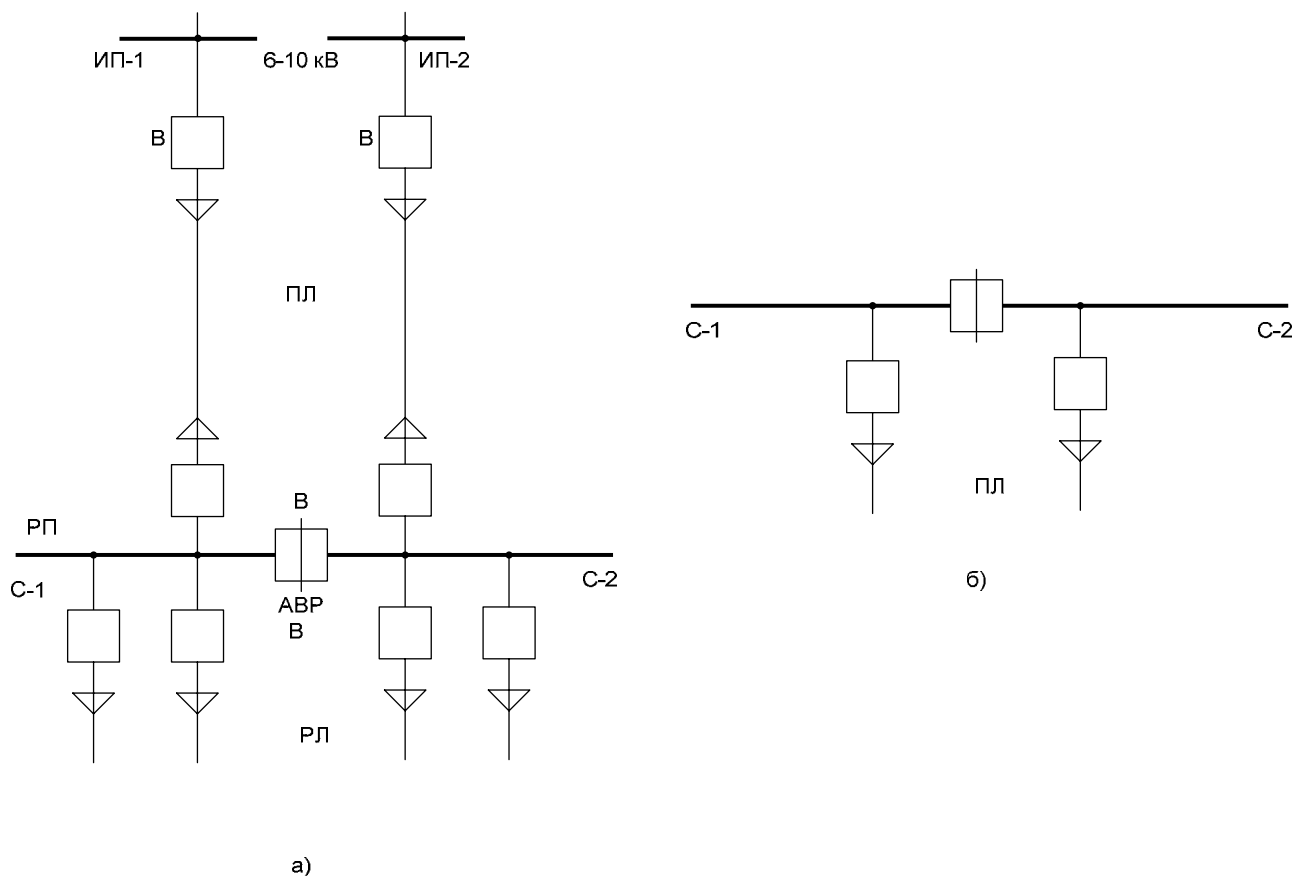


Рис. 1.2. Принципиальная схема распределительного пункта 6-10 кВ:

*а* - питающегося от двух источников питания (*ИП-1* и *ИП-2*), *б* - питающегося от одного источника питания, *ПЛ* - питающие линии, *РЛ*- распределительные линии. *С1*, *С2* - секции шин, *В* - выключатель

При радиальных схемах по каждой линии питается один ПЭ. Линии могут быть одноцепными или двухцепными в зависимости от требований надежности электроснабжения конкретных ПЭ, а также от конструктивного выполнения линий. По одноцепным воздушным линиям могут питаться ПЭ, допускающие перерывы питания на время ремонта линии и относящиеся к III категории по требованиям ПУЭ к надежности электроснабжения. Ввиду длительности ремонтных работ после повреждения кабеля (например, в случае необходимости прогрева грунта в зимнее время) радиальные линии необходимо выполнять двухцепными при питании потребителей всех категорий. Потребители электроэнергии I и II категорий, во всех случаях должны питаться по двухцепным радиальным линиям. При одноцепных воздушных радиальных линиях 6-10 кВ трансформаторные подстанции 6-10/0,38 кВ выполняются однострансформаторными в связи с существенно меньшей их повреждаемостью по сравнению с линиями. При двухцепных радиальных линиях ТП 6-10/0,38-0,66 кВ - двухтрансформаторные. Области применения радиальных схем: электроснабжение единичных ПЭ; при значительных электрических нагрузках ПЭ - в связи с ограничениями пропускной способности линий



по условиям допустимого нагрева проводов или жил кабелей, или по допустимой потере напряжения в линии и т.п. (для линий 380 В - 150-200 кВ•А, для линий 10 кВ - 5-6 МВ•А).

Магистральные линии характеризуются последовательным присоединением к ним нескольких ПЭ, располагающихся по «одностороннему» направлению относительно ИП. Приведенные выше сведения о радиальных схемах, о возможностях применения одноцепных или двухцепных линий, одното трансформаторных или двухтрансформаторных подстанций 6-10/0,38-0,66 кВ полностью относятся и к схемам магистральных линий.

Кольцевые (петлевые) конфигурации схем распределительных электрических сетей применяются как при воздушных, так и при кабельных линиях. Характерным для таких электрических сетей 6-10 и 0,38 кВ является применение одноцепных линий, одното трансформаторных подстанций и односекционных распределительных щитов 380 В вводов к ПЭ. В связи с замкнутой конфигурацией схем данного типа в нормальных эксплуатационных режимах сети одна из линий должна быть отключена. Необходимость такого режима сети определяется невозможностью избирательного (селективного) отключения поврежденной линии. Последнее определяется отсутствием (по технико-экономическим соображениям) линейных выключателей в цепях всех линий, кроме их головных участков, а также практической невозможностью применения в таких сетях релейных защит направленного действия. Выбор линии, отключенной в нормальных режимах сети, производится по условиям потокораспределения, соответствующего минимальным потерям мощности при наибольших нагрузках ПЭ.

Многоконтурные сложнзамкнутые схемы распределительных электрических сетей в отечественных СЭС не находят применения.

На рис. 1.3-1.4 приведены принципиальные схемы электрических сетей трех охарактеризованных выше основных типов.

Радиальные и магистральные схемы сетей 6-10 кВ и 380 В без резервирования воздушных линий при одното трансформаторных подстанциях 6-10 кВ и односекционных щитах вводных устройств 380 В представлены на рис. 1.3. Данный тип схемы широко применяется в электроснабжении сельскохозяйственных населенных и производственных пунктов, относящихся к III категории по требованиям надежности электроснабжения. К ним не относятся крупные животноводческие и птицеводческие

производственные комплексы, крупные зернохранилища, насосные установки систем орошения и т.п. Характерными номинальными мощностями трансформаторов 6-10/0,38 кВ являются 100-250 кВ•А, реже 60 и 400 кВ•А.

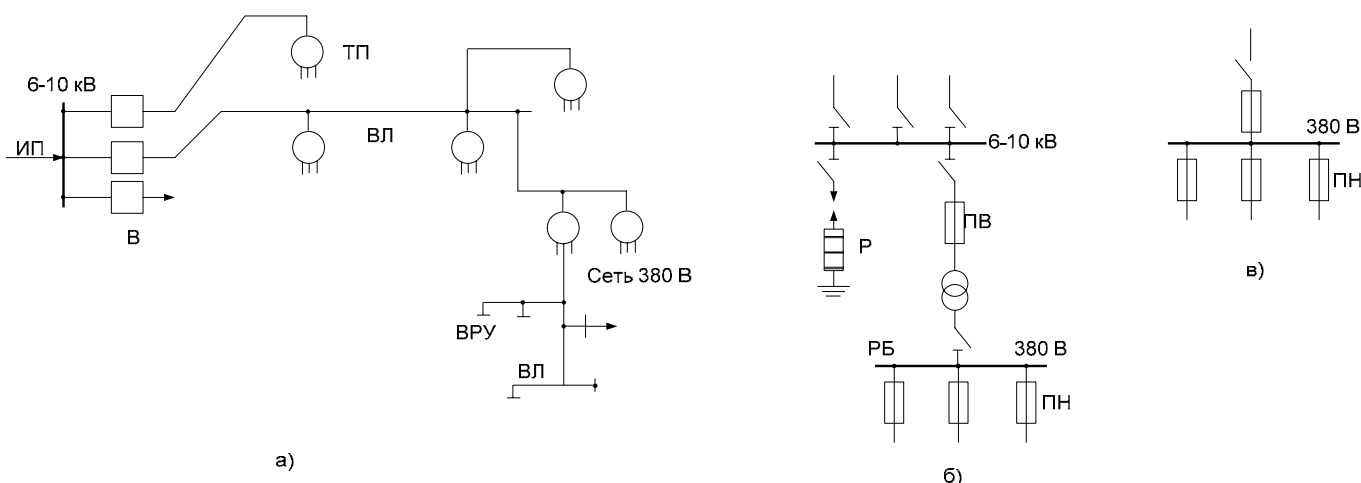


Рис 1.3. Принципиальная схема распределительных электрических сетей 6 - 10 кВ и 380 В без резервирования линий трансформаторов:

а - схема сети в целом; б - трансформаторная подстанция; в - вводное распределительное устройство в здание (ВРУ); ВЛ - воздушные линии; ИП - источник питания; РЗ- разъединитель; РБ- рубильник; ПВ, ПН - соответственно плавкие предохранители 6 - 10 кВ и 380 В; ТП - трансформаторная подстанция; Р - разрядник.

Петлевые схемы распределительных сетей 6-10 кВ и 380 В представлены на рис. 1.4. Следует подчеркнуть необходимость подключения двух головных участков 6-10 кВ к разным секциям шин ИП. Это позволяет удовлетворить требования надежности питания ПЭ II категории при аварийных или плановых отключениях одной из секций шин ИП. Возможности в эксплуатационных режимах некоторых различий рабочих напряжений на двух секциях шин ИП (секционный выключатель отключен в нормальных режимах сети) также влияют на необходимость описанного выше отключения одной из линий кольцевой сети. При повреждении одной из линий рассматриваемой сети и отключении на ИП выключателя соответствующего головного участка теряет питание примерно половина ПЭ. После выявления поврежденной линии и необходимых оперативных переключений (эксплуатационным персоналом) восстанавливается питание всех ПЭ. Перерыв питания ПЭ должен составлять не более 1-2 ч. Характерными являются номинальные мощности трансформаторов 6-10/0,38 кВ в рассматриваемых схемах: 250-400 кВ•А, реже 630 кВ•А. Области применения таких схем являются распределительные сети городов при застройках жилых кварталов зданиями до 12 этажей, а также населенные пункты и производства

сельскохозяйственных районов; для питания ПЭ II категории промышленных предприятий данные схемы также могут применяться.

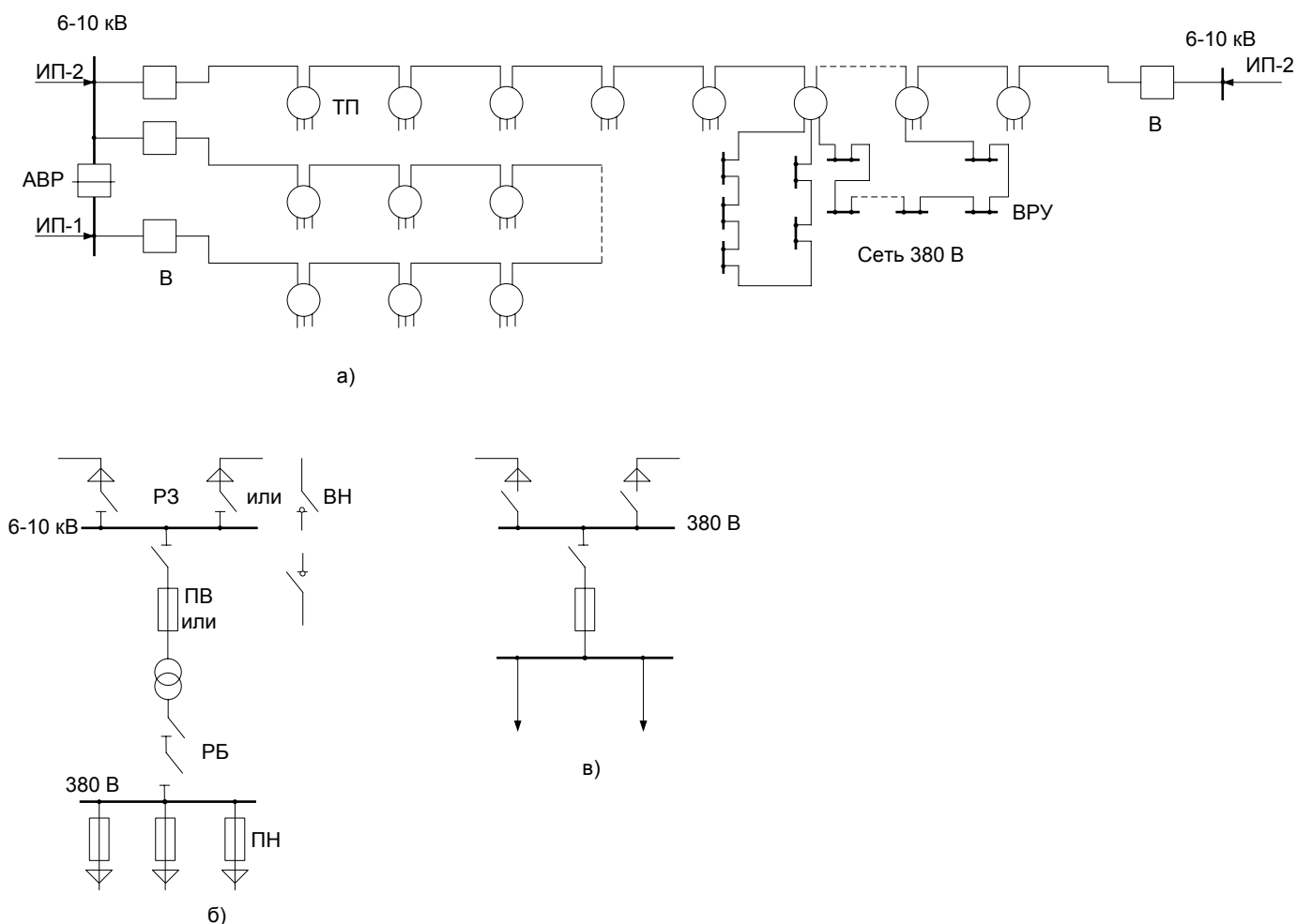


Рис. 1.4. Принципиальная схема петлевых распределительных электрических сетей 6-10 кВ и 380 В:

а - схема сети в целом, б - трансформаторная подстанция, в - вводное распределительное устройство в здание (в цех), пунктир - отключенные в нормальном режиме линии, ВН - выключатель нагрузки, другие обозначения - см. рис. 1.3

Радиальные схемы и варианты магистральных схем распределительных сетей 6-10 кВ и 380 В с резервированием линий и трансформаторов ПС приведены на рис. 1.5. Данные схемы при кабельных линиях (редко - при воздушных линиях) широко применяются в промышленности, а также в электроснабжении жилых районов городов при зданиях 12-25 этажей. В данных схемах головные линии 6-10 кВ должны подключаться (с помощью выключателей) к разным секциям шин одного ИП или к разным ИП. На напряжении 380 В трансформаторных ПС следует осуществлять автоматическое включение резервного питания (АВР) с применением контакторов или автоматических выключателей - в зависимости от номинальной мощности устанавливаемых трансформаторов, что обеспечивает надежное электроснабжение ЭП I

категории (время срабатывания АВР - доли секунд). Характерными номинальными мощностями трансформаторов двухтрансформаторных ТП 6-10/0,38-0,66 кВ являются: в городском электроснабжении 400-1000 кВ•А; в промышленном - 400-2500 кВ•А.

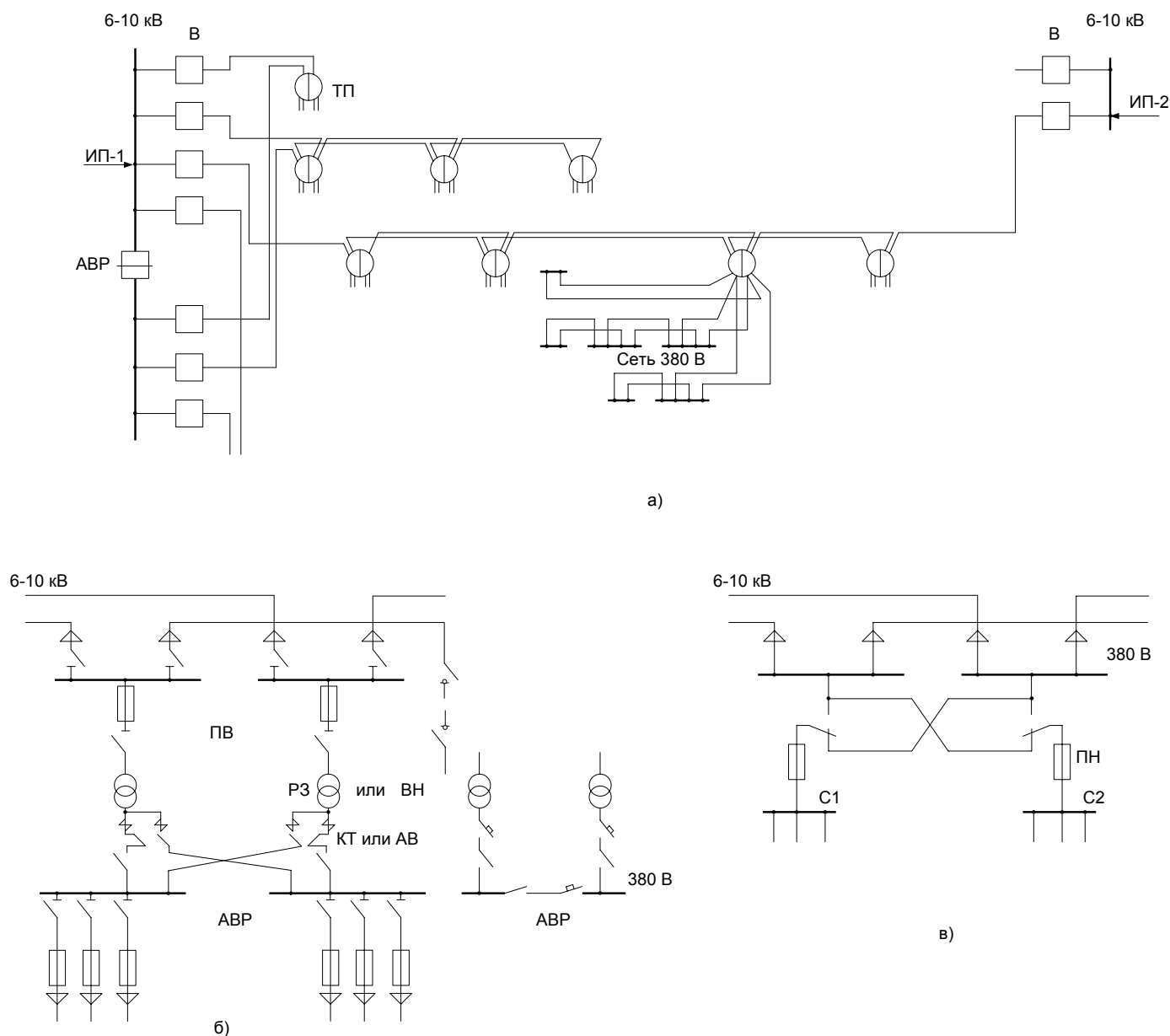


Рис. 1.5. Принципиальная схема двух магистральных автоматизированных распределительных электрических сетей 6-10 кВ и 380 В:

а - схема сети в целом (варианты), б - трансформаторная подстанция; в - вводное распределительное устройство в здание (цех); АВР - устройство автоматического включения резервного питания, ВН- выключатель нагрузки. КТ - контакторы; АВ - автоматические выключатели, другие обозначения - см. рис. 1.3

## 1.6 Режим нейтрали электрических сетей

Электрические сети 380/220 В выполняются четырехпроводными, так как большая часть ЭП (все бытовые приборы, включая электрическое освещение) - однофазные и включаются между фазным и нулевым проводниками. Поэтому в режиме однофазного короткого замыкания (на землю) при изолированном от земли нейтральном проводе человек, коснувшийся проводника одной из неповрежденных фаз, попал бы под междуфазное напряжение 380 В, которое больше условно принятого допустимым 250 В. В связи с указанным данные сети осуществляются с глухим заземлением нейтрали трансформаторов на стороне 380/220 В (в ТП 6-10/0,38 кВ). Это мероприятие исключает в описанном выше режиме попадание человека под напряжение более фазного 220 В. При таком решении образуются значительные токи однофазных замыканий на землю, что обеспечивает быстросействующее отключение проводника поврежденной фазы перегоранием плавкой вставки предохранителя или автоматическим выключателем (АВ), имеющимся на распределительном щите 380/220 В ТП и включенным в цепи отходящих линий.

Следует иметь в виду, что электрические сети 660/380 В часто выполняются трехпроводными, так как к ним подключаются только крупные трехфазные ЭП (двигатели, термические установки).

Электрические сети 6-10 кВ выполняются трехпроводными, так как к ним подключаются в основном трехфазные трансформаторы данных напряжений (ТП 6-10/0,38 кВ), а также весьма крупные трехфазные двигатели. Фазные проводники данных сетей, особенно при кабельном исполнении, обладают значительной емкостью по отношению к земле. Последнее приводит к тому, что при коротком замыкании одной из фаз на землю образуются контуры протекания токов короткого замыкания через индуктивности обмоток трансформаторов и линий, а так же через емкостные проводимости всех фаз и землю (рис. 1.6). Значения этих токов могут достигать десятков ампер и быть опасными для нагрева изоляции токоведущих проводников. Помимо этого при последовательно «включенных» индуктивностях и емкостях в рассматриваемом контуре протекания тока может образовываться резонанс напряжений с последующими пробоями изоляции в иных точках данной сети. Считается необходимым ограничивать токи данных замыканий значениями 30 А при номинальном напряжении 6 кВ, 25 А - при 10 кВ, 20 А - при 20 кВ и 15 А - при 35 кВ. Ограничение токов однофазных замыканий достигается включением в нейтраль сети 6-10 кВ дугогасящего реактора ДР,

индуктивность которого равна или несколько больше емкости фаз сети, подключенной к шинам указанных напряжений ИП. На рис. 1.6 представлена принципиальная схема включения такого реактора.

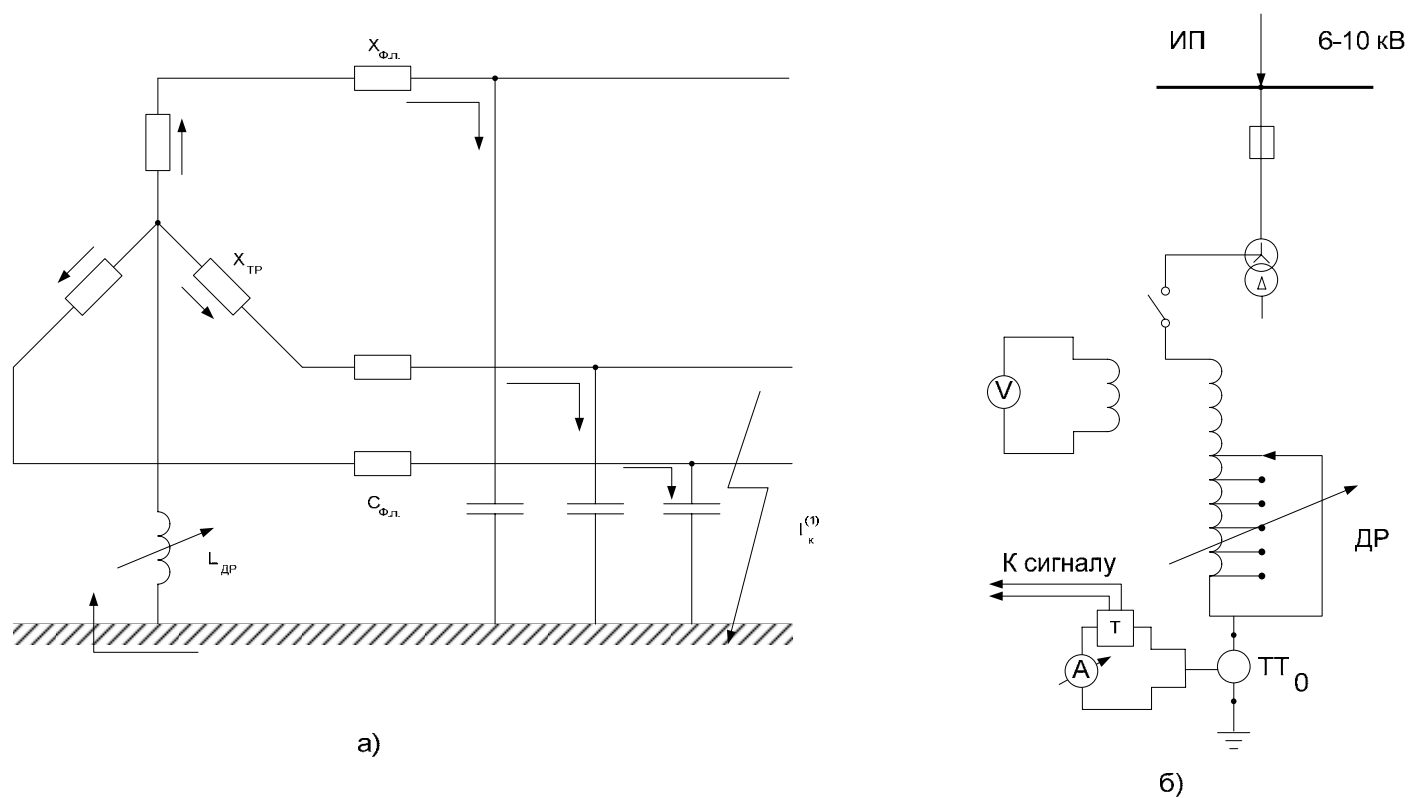


Рис 1.6. Однофазное короткое замыкание на землю в сети 6-10 кВ с компенсированной нейтралью:

а - протекание тока однофазного замыкания; б - принципиальная схема включения дугогасящего реактора;  $X_{\phi.л.}$ ,  $X_{тп}$  - соответственно реактивные сопротивления фазы линии и трансформатора 6-10/0,38 кВ;  $L_{др}$  - индуктивность дугогасящего реактора ДР;  $C_{\phi.л.}$  - емкость фазы линии;  $I_{к}^{(1)}$  - ток замыкания на землю;  $ТТ_0$  - трансформатор тока нулевой последовательности; Т - токовое реле, сигнализирующее о наличии замыкания на землю; А - амперметр

В зависимости от схемы и от конкретных условий эксплуатации допускается кратковременная работа сети (2-4 ч) при токах однофазных замыканий на землю, меньших указанных выше. При петлевых схемах сетей 6-10 кВ это время может быть использовано для оперативной работы с целью уменьшения времени перерыва электроснабжения ПЭ.

## 1.7 Классификация режимов ЭЭС

Электроэнергетическая система состоит из элементов, которые можно разделить на три группы:

основные (силовые) элементы - генерирующие агрегаты электростанций, преобразующие энергию воды или пара в электроэнергию; трансформаторы, автотрансформаторы, выпрямительные установки, преобразующие значения и вид тока и напряжения; линии электропередач (ЛЭП), передающие электроэнергию на расстояние; коммутирующая аппаратура (выключатели, разъединители), предназначенные для изменения схемы ЭЭС и отключения поврежденных элементов;

измерительные элементы - трансформаторы тока и напряжения, предназначенные для подключения измерительных приборов, средств управления и регулирования;

средства управления - релейная защита, регуляторы, автоматика, телемеханика, связь, обеспечивающие оперативное и автоматическое управление схемой и работой ЭЭС.

Состояние ЭЭС на заданный момент или отрезок времени называется режимом. Режим определяется составом включенных основных элементов ЭЭС и их нагрузкой. Значения напряжений, мощностей и токов элементов, а также частоты, определяющие процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, называются параметрами режима.

Если параметры режима неизменны во времени, то режим ЭЭС называется установившимся, если изменяются - то переходным.

Строго говоря, понятие установившегося режима в ЭЭС условное, так как в ней всегда существует переходный режим, вызванный малыми колебаниями нагрузки. Установившийся режим понимается в том смысле, что параметры режима генераторов электростанций и крупных подстанций практически постоянны во времени.

Основная задача энергосистемы - экономичное и надежное электроснабжение потребителей без перегрузок основных элементов ЭЭС и при обеспечении заданного качества электроэнергии. В этом смысле основной режим ЭЭС - нормальный установившийся. В таких режимах ЭЭС работает большую часть времени.

По тем или иным причинам допускается работа ЭЭС в утяжеленных установившихся (вынужденных) режимах, которые характеризуются меньшей надежностью, некоторой перегрузкой отдельных элементов и, возможно, ухудшением качества электроэнергии. Длительное существование утяжеленного режима

нежелательно, так как при этом существует повышенная опасность возникновения аварийной ситуации.

Наиболее опасными для ЭЭС являются аварийные режимы, вызванные короткими замыканиями и разрывами цепи передачи электроэнергии, в частности, вследствие ложных срабатываний защит и автоматики, а также ошибок эксплуатационного персонала. Длительное существование аварийного режима недопустимо, так как при этом не обеспечивается нормальное электроснабжение потребителей и существует опасность дальнейшего развития аварии и распространения ее на соседние районы. Для предотвращения возникновения аварии и прекращения ее развития применяются средства автоматического и оперативного управления, которыми оснащаются диспетчерские центры, электростанции и подстанции.

После ликвидации аварии ЭЭС переходит в послеаварийный установившийся режим, который не удовлетворяет требованиям экономичности и не полностью соответствует требованиям надежности и качества электроснабжения. Он допускается только как кратковременный для последующего перехода к нормальному режиму.

Для завершения классификации режимов ЭЭС отметим еще нормальные переходные режимы, вызванные значительными изменениями нагрузки и выводом оборудования в ремонт.

Уже из перечисления возможных режимов ЭЭС следует, что этими режимами необходимо управлять, причем для разных режимов задачи управления различаются:

для нормальных режимов - это обеспечение экономичного и надежного электроснабжения;

для утяжеленных режимов - это обеспечение надежного электроснабжения при длительно допустимых перегрузках основных элементов ЭЭС;

для аварийных режимов - это максимальная локализация аварии и быстрая ликвидация ее последствий;

для послеаварийных режимов - быстрый и надежный переход к нормальному установившемуся режиму;

для нормальных переходных режимов - быстрое затухание колебаний.

## **1.8 Переходные режимы и процессы**



Переходные режимы делятся на две большие группы по величине возмущающих воздействий или возмущений:

1. Переходные режимы при малых возмущениях, т.е. установившиеся режимы. ЭЭС должна работать устойчиво при малых возмущениях, иначе говоря, она должна обладать статической устойчивостью.

Статическая устойчивость - это способность ЭЭС восстанавливать исходный режим после малого его возмущения.

2. Переходные режимы при больших возмущениях, возникающих как в нормальных, так и в аварийных условиях работы ЭЭС. По отношению к большим возмущениям вводится понятие динамической устойчивости ЭЭС.

Динамическая устойчивость - это способность ЭЭС восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или состояние, практически близкое к исходному и допустимое по условиям эксплуатации ЭЭС. Если после большого возмущения синхронная работа ЭЭС сначала нарушается, а затем после некоторого, допустимого по условиям эксплуатации, асинхронного хода восстанавливается, то считается, что система обладает результирующей устойчивостью.

Переходный режим ЭЭС представляет собой целую гамму переходных процессов, различающихся скоростью протекания:

волновые переходные процессы (1-100 мкс);

электромагнитные переходные процессы (10-500 мс);

электромеханические переходные процессы (0,1-10 с);

длительные электромеханические переходные процессы, возникающие, например, при каскадном развитии аварий (от нескольких минут до десятков минут).

Различная скорость протекания этих процессов позволяет в большинстве случаев рассматривать их по отдельности, упрощая тем самым математическое описание ЭЭС.

Так, при рассмотрении волновых процессов линии электропередач и обмотки электрических машин и трансформаторов представляют в виде систем с распределенными параметрами и при этом не учитывают изменение скоростей роторов этих машин, полагая, что за время протекания волновых процессов они постоянны.

При рассмотрении электромагнитных переходных процессов допустимо все элементы ЭЭС считать элементами с сосредоточенными параметрами и также не учитывать изменения скоростей роторов машин.

При рассмотрении электромеханических (взаимосвязанных электромагнитных и механических) переходных процессов не учитываются динамические свойства статических элементов ЭЭС (ЛЭП, трансформаторов, обмоток статора электрических машин), но обязательно учитывается изменение скоростей роторов электрических машин.

Задачи управления разными переходными процессами различны: волновые процессы - облегчение изоляции ЛЭП и других основных элементов ЭЭС за счет снижения атмосферных, коммутационных и рабочих перенапряжений с помощью разрядников и реакторов;

электромагнитные процессы - отыскание эффективных способов ограничения токов короткого замыкания и согласование их значений с параметрами оборудования электрических сетей различных напряжений (использование токоограничивающих устройств: реакторов, трансформаторов с расщепленными обмотками, резонансных устройств и др.);

электромеханические процессы - обеспечение устойчивости ЭЭС.

## 1.9 Нормативные показатели устойчивости и их обеспечение

Электроэнергетическая система должна работать так, чтобы некоторые изменения (ухудшения) режима не приводили к нарушению устойчивости ее работы. Простейшая оценка ее запаса устойчивости основывается на сопоставлении показателей проверяемого (исходного) режима и показателей, характеризующих режим, предельный по устойчивости.

Статическая устойчивость. Запас статической устойчивости по напряжению ЭЭС в целом в нормальном режиме должен быть не менее 10 %. Запас по напряжению определяется для каждой из основных узловых точек ЭЭС по формуле,

$$K_U = \frac{U_n - U_{кр}}{U_n} \cdot 100$$

где  $U_n$  - длительно поддерживаемое напряжение в рассматриваемой узловой точке ЭЭС;  $U_{кр}$  - критическое напряжение в этой же точке, при котором нарушается статическая устойчивость работы ЭЭС.

Запас статической устойчивости ЭЭС в целом оценивается по наименьшему запасу, полученному для основных узловых точек (т.е. по наихудшей точке). Если наихудшая точка известна заранее, то достаточно рассчитать запас для этой точки.

Запас статической устойчивости электропередачи, связывающей электростанцию (или группу электростанций) с энергосистемой, должен быть не менее 20 % в нормальном режиме и 8 % в кратковременном послеаварийном режиме (до вмешательства персонала в регулирование режима)

Запас статической устойчивости по мощности определяется по формуле, %:

$$K_p = \frac{P_{пп} - P}{P} \cdot 100$$

где  $P$  - передаваемая мощность;  $P_{пп}$  - предельная передаваемая мощность, определенная из условий устойчивости режима с учетом действия автоматических устройств.

Статическая устойчивость работы ЭЭС в послеаварийных режимах обеспечивается, как правило, за счет мероприятий, не требующих дополнительных капитальных вложений:

кратковременного повышения напряжения на зажимах генераторов;

быстрого снижения нагрузки электропередачи путем отключения части генераторов на электростанциях и т.п.

Кроме того, существуют мероприятия, повышающие статическую устойчивость, но требующие некоторых капитальных вложений:

применение быстродействующей системы возбуждения генераторов;

использование синхронных компенсаторов на промежуточных подстанциях;

использование статических тиристорных компенсаторов;

продольная емкостная компенсация индуктивного сопротивления электропередачи с помощью статических конденсаторов и т.п.

Практически все эти мероприятия позволяют повысить и динамическую устойчивость.

В эксплуатации, в тех случаях, когда это необходимо для предотвращения ограничения потребителей или потери гидроресурсов, допускается длительная работа электропередачи в нормальном режиме с запасом статической устойчивости, уменьшенным до 5-10% в зависимости от роли электропередачи в энергосистеме и последствий возможного нарушения устойчивости.

Динамическая устойчивость. Расчеты динамической устойчивости имеют своей целью выявление характера динамического перехода от одного режима энергосистемы к другому. Если при этом переходе ни одна мощная электростанция не выпадает из синхронной работы, то переход считается благополучным. Обычно проверка устойчивости энергосистемы производится при коротких замыканиях, происходящих в наиболее опасных (в смысле возможного нарушения устойчивости) точках энергосистемы при наибольшей возможной нагрузке электропередачи. Динамическая устойчивость должна обеспечиваться при наиболее характерных для данного элемента энергосистемы возмущениях и режимах, принятых за расчетные.

В качестве расчетных в соответствии со сказанным следует рассматривать режимы нормальной работы, отвечающие наиболее длительно передаваемым мощностям по данной электропередаче, или режимы нагрузки, когда по электропередаче передается максимально возможная мощность данной электростанции или энергосистемы, если обоснована возможная длительная работа в таком режиме. Режимы, вызванные ремонтом оборудования, не рассматриваются, если нагрузка может быть снижена до величины, требующейся по условиям пропускной способности и условиям статической и динамической устойчивости.

Даже если в качестве расчетного принимается однофазное или двухфазное короткое замыкание, необходимо принять меры, чтобы нарушение устойчивости при более тяжелых авариях (двухфазных на землю трехфазных) было маловероятным. Однако применение всякого устройства для улучшения устойчивости должно быть оправдано как анализом его стоимости, так и выявлением убытка от данного вида аварии. Одновременно оценивается возможность и целесообразность пофазного повторного включения ЛЭП или ее работы без одной фазы.

Согласно действующим нормативам по расчетам динамической устойчивости, она должна обеспечиваться в наиболее тяжелых точках энергосистемы при следующих видах коротких замыканий:

для сетей 35 кВ - при трехфазном коротком замыкании;

для сетей 110-1150 кВ - при двухфазном коротком замыкании на землю.

## **1.10 Средства управления режимами и их функции**

Управление режимами ЭЭС осуществляется оперативным персоналом, а также автоматическими регуляторами и устройствами противоаварийной автоматики (ПА). Практически вся автоматика в настоящее время построена на основе микропроцессорных систем. Настройка автоматических систем управления производится в соответствии с заранее выбранными характеристиками так, чтобы обеспечить экономичность работы ЭЭС и соответствие требованиям качества отпускаемой потребителям электроэнергии.

Выбор видов используемых автоматических устройств, оценка их эффективности и влияния на надежность работы ЭЭС производятся на основе специальных оптимизационных расчетов. Управление режимами ЭЭС должно быть оптимальным, т.е. дающим наилучший технико-экономический эффект в условиях действия противоположных факторов. Например, желая увеличить передаваемую по ЛЭП мощность, можно вызвать аварийное отключение этой линии из-за нарушения устойчивости ее работы.

Для ЭЭС как объекта управления характерны наличие большого числа сложных прямых и обратных связей между многочисленными ее элементами и целевая направленность процесса функционирования.

Перечислим наиболее важные автоматические устройства и их назначение.

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных машин поддерживают напряжение на их шинах на требуемом уровне и, в случае необходимости, форсируют возбуждение, улучшая тем самым устойчивость работы ЭЭС.

Автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ) турбин генераторов поддерживают требуемую частоту вращения роторов генераторов и тем самым частоту в ЭЭС.

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) поддерживает неизменным баланс активной мощности и частоту с учетом возможностей межсистемных электропередач по пропускной способности, т.е. ограничений по передаваемой активной мощности.

Релейная защита (РЗ) элементов ЭЭС действует на сигнал или на отключение элементов энергосистемы в случае их повреждения или ненормальной работы. Информация о состоянии защищаемого объекта непрерывно поступает в защитное устройство, которое обрабатывает ее и в случае нарушения нормального режима работы устанавливает место и вид повреждения.

Автоматическое включение резерва (АВР) осуществляет ввод резервного оборудования при аварийном отключении основного.

Автоматическое повторное включение (АПВ) повышает надежность электроснабжения потребителей за счет повторного включения ЛЭП после ее автоматического отключения посредством релейной защиты.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) ЭЭС обеспечивает сохранение баланса мощности при тяжелой аварии, если она сопровождается! значительным понижением частоты в энергосистеме (ниже допустимого уровня). В этом случае АЧР отключает ряд наименее ответственных, заранее выбранных потребителей, чтобы предотвратить значительное снижение частоты и напряжения в ЭЭС, следовательно, сохраняет устойчивость работы ЭЭС.

Автоматический частотный пуск (АЧП) агрегатов ГЭС осуществляется при снижении частоты в ЭЭС ниже допустимого уровня в связи с тем, что время набора мощности агрегатами ГЭС составляет около 1 мин.

### **1.11 Основные принципы диспетчерского управления**

Основная особенность энергетической системы, заключающаяся в единстве технологического процесса и неразрывной связи отдельных ее элементов, требует единого управления процессом работы всей системы. В связи с этим с начала развития энергетических систем стала развиваться и техника управления ими из единого центра.

Необходимость централизации управления энергосистемами выявилась еще на заре их организации. Для этой цели в первом десятилетии XX в. была создана особая должность «распределителя нагрузок» (диспетчера).

Диспетчерское управление - это вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием ЭЭС проводятся только по распоряжению диспетчера (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится.

В оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала или согласованных изменений в релейной защите и автоматике.

В основе построения диспетчерского управления ЭЭС лежит следующее:

разграничение диспетчерских и общехозяйственных функций, т.е. обеспечение независимости системы диспетчерского управления (в пределах ее функций) от административно-хозяйственной деятельности руководства энергокомпаний;

иерархическое построение системы с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени управления персоналу более высокой ступени;

представление персоналу каждой ступени максимальной самостоятельности в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокой ступени;

четкое разграничение функций и ответственности оперативного персонала всех ступеней управления по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных ситуаций;

строжайшая диспетчерская дисциплина.

Первоначальной задачей диспетчера было именно только распределение мощности. В дальнейшем его функции резко расширились. На диспетчера энергосистемы были возложены управление режимом или по крайней мере контроль над режимом всех элементов энергосистемы и ликвидация аварий. В настоящее время функции диспетчера энергетической системы значительно шире и охватывают регулирование всех процессов в ней, имеющих существенное значение для всей энергосистемы, а не для отдельных ее элементов. Диспетчер системы осуществляет руководство:

распределением активной и реактивной мощностей между отдельными электростанциями энергосистемы;

регулированием частоты во всей энергосистеме и напряжений в основных ее точках;

регулированием потоков мощности по отдельным участкам электрической сети;

производством всех коммутационных переключений в основных сетях системы и на электростанциях;

вводом в работу и выводом из работы отдельных агрегатов электростанций и сетей как для целей ремонта, так и в резерв;

ликвидацией аварий на электростанциях и в основных сетях энергосистемы;

регулированием режима и водотока ГЭС;

изменением настройки релейной защиты и т.д.

Диспетчеру энергетической системы подчиняется весь старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей.

Для правильного осуществления своих функций диспетчер энергосистемы должен иметь:

надлежащую, надежную и хорошо резервированную связь со всем подчиненным ему оперативным персоналом, позволяющую диспетчеру непосредственно сноситься с подчиненным ему персоналом;

надлежащее оборудование телеизмерительными установками и устройствами телесигнализации от важнейших пунктов системы, позволяющее диспетчеру получить необходимые сведения о состоянии основных параметров энергосистемы;

надлежащее оборудование установками телеуправления, позволяющее диспетчеру самому осуществлять необходимые и неотложные операции в основной сети;

инструктивно-справочные материалы, которые позволяют диспетчеру произвести заранее продуманные необходимые действия в сложной обстановке быстроменяющихся в энергосистеме процессов, а также решить в случае необходимости любой вопрос, касающийся режима системы;

материалы по запланированному режиму энергетической системы, которые позволяют диспетчеру сосредоточить свое внимание главным образом на отклонениях от запланированного режима, что облегчает его работу.

## **1.12 Временные уровни управления режимами ЭЭС**

Задачи управления режимами ЭЭС делятся на четыре временных уровня (для каждой ступени территориальной иерархии):

1 .Долгосрочное планирование режимов (на месяц, год).

Задачи этого уровня:

прогнозирование потребления энергии и характерных графиков нагрузки;

разработка балансов мощности и электроэнергии (годовых, квартальных, месячных);

оптимизация планов использования энергоресурсов и проведения плановых ремонтов;



разработка схем и режимов для характерных периодов года (осенне-зимний максимум, период паводка и др.), а также в связи с вводом новых объектов и расширением состава параллельно работающих ЭЭС;

решение всего комплекса вопросов повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, внедрения и совершенствования средств диспетчерского управления и систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами;

разработка диспетчерских инструкций.

2. Краткосрочное планирование режимов (на сутки, неделю).

Задачи этого уровня:

корректировка решений 1 -го уровня по мере изменения и уточнения условий работы ЭЭС (уровень потребления, обеспеченность гидроресурсами, топливная конъюнктура и т.п.); ряд решений 1-го уровня выступает здесь в виде ограничений (недельные или суточные расходы гидроресурсов, мощности агрегатов, выведенных в ремонт, и т.п.).

3. Оперативное управление текущими режимами.

Задачи этого уровня:

оперативное ведение текущего режима по суточным планам-графикам;

корректировка (дооптимизация) режима при отклонении параметров режима от плановых значений.

4. Автоматическое управление нормальными и аварийными режимами.

Задачи этого уровня:

автоматическое управление, проводимое централизованными и местными системами и устройствами автоматического регулирования режима, устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики.

### **1.13 Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением**

В ЭЭС, содержащей источники и потребители электрической энергии в любой момент времени выполняется закон сохранения энергии. Отражением этого закона является выполнение баланса мощности. Выработка и потребление электрической энергии на переменном токе характеризуются передачей по электрической сети как

активной, так и реактивной мощности. Поэтому в каждый момент времени в ЭЭС существует баланс полной мощности. Для реактивной мощности условие баланса имеет следующий вид:

$$\Sigma Q_G = \Sigma Q_H + \Sigma \Delta Q$$

где  $\Sigma Q_G$  - суммарная генерируемая мощность;  $\Sigma Q_H$  - суммарная мощность нагрузки потребителей;  $\Sigma \Delta Q$  - суммарные потери реактивной мощности в элементах сети.

Балансу реактивной мощности соответствует некоторый уровень узловых напряжений. Так как передача мощности по электрической сети сопровождается потерями напряжения в ее элементах, то, в отличие от частоты, напряжения в узлах сети будут различаться. Изменение какой-либо из составляющих баланса приводит к изменению напряжений в сети: увеличение нагрузок к уменьшению напряжений и наоборот.

Так же как и по отношению к активной мощности, электроэнергетические системы могут быть дефицитными или избыточными по реактивной мощности. При этом дефицитные ЭЭС характеризуются пониженными уровнями напряжений. Дефицит реактивной мощности в ЭЭС определяется той недостающей мощностью источников реактивной мощности, добавление которой в ЭЭС позволит поднять узловые напряжения до допустимых значений. Избыток генерируемой реактивной мощности вызывает повышение напряжений. Этот избыток реактивной мощности определяется той величиной, на которую ее нужно уменьшить, чтобы ввести узловые напряжения в допустимую область. Дефицитные и избыточные ЭЭС могут обмениваться реактивной мощностью. Однако передавать реактивную мощность из избыточных в дефицитные ЭЭС не всегда оказывается экономичным, а в ряде случаев и невозможным из-за потерь реактивной мощности и напряжения при такой передаче. Решить данную проблему позволяет установка в ЭЭС специальных компенсирующих устройств (КУ) или, иными словами, компенсация реактивной мощности.

### **1.14 Потребители и источники реактивной мощности**

Рассмотрим более подробно составляющие баланса реактивной мощности в ЭЭС. В уравнении баланса к мощности генераторов электростанций должна быть добавлена

реактивная мощность компенсирующих устройств а также реактивная мощность, генерируемая емкостью высоковольтных линий электропередачи  $\Sigma Q_C$ :

$$\Sigma Q_G + \Sigma Q_{KV} = \Sigma Q_H + \Sigma \Delta Q - \Sigma Q_C$$

Потребители реактивной мощности. Каждый потребитель электроэнергии характеризуется потребляемой активной мощностью  $P$ , преобразуемой механизмами и приборами в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую и др.). Потребление реактивной мощности  $Q$  нагрузкой определяется коэффициентом мощности  $\text{tg}\varphi = Q/P$ . Основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели ( $\text{tg}\varphi = 0,75-1,3$ ), индукционные печи ( $\text{tg}\varphi = 1-2,7$ ), вентильные преобразователи ( $\text{tg}\varphi = 0,75-1,2$ ), сварочные агрегаты ( $\text{tg}\varphi = 1,5-2,7$ ) и т.д. Промышленные предприятия - это основные потребители реактивной мощности, и доля асинхронной нагрузки в потребляемой ими реактивной мощности достигает 60 - 70 %. В городских электрических сетях потребление реактивной мощности меньше. Реактивная нагрузка квартир зависит от насыщенности электробытовой техникой и типа плит для приготовления пищи. В часы вечернего максимума нагрузки для квартир с газовыми плитами  $\text{tg}\varphi = 0,5$ , для квартир с электроплитами  $\text{tg}\varphi = 0,35$ . Силовая нагрузка общедомовых электроприемников (лифты, насосы, вентиляция и т.п.) увеличивает потребление реактивной мощности на вводе в дом, так как для привода этих электроприемников используются асинхронные электродвигатели.

Потери реактивной мощности. Основная часть потерь реактивной мощности приходится на потери в трансформаторах и воздушных линиях (ВЛ) электрической сети. Так, потери реактивной мощности в трансформаторе составляют 10-12 % передаваемой полной мощности. При передаче электроэнергии от электростанции до электроприемников происходит не менее четырех трансформаций, и поэтому эти потери могут достигать приблизительно 50 % полной мощности электроприемников. Потери реактивной мощности в ВЛ зависят от длины линии и протекающего по ней тока. Передаваемая по линии мощность может быть оценена по пропускной способности линии, которая, в свою очередь, может характеризоваться натуральной мощностью. При передаче по ВЛ натуральной мощности потери реактивной мощности равны реактивной мощности  $Q_C$ , генерируемой линией. Величина  $P_{\text{нат}}$  слабо зависит от сечения проводов, определяется волновым сопротивлением линии и в среднем равна: для ВЛ 110 кВ - 30 МВт, 220 кВ - 135 МВт, 500 кВ - 900 МВт.

Зарядная мощность линий. Емкостная проводимость ВЛ учитывается при напряжениях 110 кВ и выше. Зарядная мощность линии  $Q_c$  зависит от номинального напряжения и ее длины. Например, генерация реактивной мощности в линии длиной 100 км составляет: при напряжении 110 кВ - 3,5 Мвар, 220 кВ - 14 Мвар, 500 кВ - 90 Мвар. Для средних длин линий, характерных для каждого номинального напряжения, зарядная мощность составляет от 6 до 30 % натуральной мощности линии, повышаясь с увеличением напряжения ВЛ.

Генераторы электростанций являются основными источниками реактивной мощности. Номинальный коэффициент мощности генераторов, равный отношению активной мощности генератора  $P$ , к его полной мощности  $S_r(\cos\varphi=P/S)$ , составляет 0,85-0,9 и, значит, выработка реактивной мощности генераторами не может превышать 0,5-0,6 генерируемой ими активной мощности. Это означает, что генераторы электростанций не могут обеспечить всей потребности в реактивной мощности. Поэтому в ЭЭС широко применяются компенсирующие устройства. К ним относятся:

- конденсаторные батареи (КБ), применяемые в основном на напряжении 0,22-10 кВ. Будучи установленными в узлах нагрузки, они позволяют частично разгрузить электрические сети от передачи по ним реактивной мощности;

- синхронные компенсаторы (СК) - синхронные машины, работающие без нагрузки на валу, т.е. в режиме холостого хода. Синхронные компенсаторы выпускаются сравнительно большой мощности (50-320 МВ•А) и устанавливаются, как правило, на районных подстанциях, где график нагрузки меняется в широких пределах, в связи с чем существенно изменяется баланс реактивной мощности. Как правило, это подстанции напряжением 330-500 кВ и выше, где СК устанавливаются на шинах низшего напряжения (10-20 кВ). Синхронный компенсатор может быть снабжен устройством автоматического регулирования возбуждения, и при снижении напряжения он автоматически будет увеличивать выработку реактивной мощности, тем самым стабилизируя напряжение;

- статические тиристорные компенсаторы (СТК) состоят из параллельно включенных управляемых реакторов и КБ, которые подключаются к сети высокого напряжения через трансформатор. Для регулирования реактивной мощности используются тиристоры. Такое сочетание реакторов и КБ позволяет использовать СТК как для генерации (при преобладании емкостного элемента), так и для потребления

реактивной мощности (при преобладании индуктивного элемента). Статические тиристорные компенсаторы выпускаются большой номинальной мощности и устанавливаются на промежуточных и конечных подстанциях мощных электропередач, а также в крупных узлах нагрузки для стабилизации режима сети при резкопеременном характере нагрузки. Использование СТК в питающих сетях позволяет: стабилизировать напряжение в месте подключения СТК; уменьшить потери активной мощности в электропередаче; увеличить пропускную способность линии и тем самым устранить необходимость сооружения новой линии; улучшить можно изменять количество рабочих витков обмотки и тем самым изменять коэффициент трансформации. Изменение коэффициента трансформации приводит к изменению напряжения на шинах нагрузки при одном и том же подведенном к трансформатору напряжении.

Трансформаторы выполняются двух типов: с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ); с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Трансформаторы первой группы имеют сравнительно небольшой регулировочный диапазон ( $\pm 2 \times 2,5\%$ ), применяются в распределительных электрических сетях напряжением 6-35/0,4 кВ, и с их помощью осуществляется сезонное регулирование напряжения, так как выполнение переключения требует отключения потребителей на это время. Трансформаторы второй группы снабжены специальным переключательным устройством, позволяющим осуществлять переключения по мере необходимости без отключения потребителей. Такие трансформаторы имеют большее число регулировочных ответвлений и больший диапазон регулирования напряжения. Наличие в трансформаторе устройства РПН обозначается буквой Н в указании его типа. Так, например, трансформатор ТДН-10000/110 имеет мощность 10000 кВ·А, напряжение обмотки НН  $U_{\text{НН ном}} = 11$  кВ, напряжение основного ответвления обмотки ВН  $U_{\text{ВН ном}} = 115$  кВ и возможность изменения этого напряжения в пределах  $\pm 9 \times 1,78 \%$ , т.е. в диапазоне  $\pm 16 \%$ . Устройство РПН выполняется на обмотке ВН, так как она имеет меньший ток, и это позволяет сделать переключающее устройство более компактным, а его работу более надежной.

Действие трансформатора как регулирующего устройства показано на рис. 1.7. а. от шин подстанции системы через сеть ( $Z_3$ ) и трансформатор питается нагрузка с мощностью  $S_H$

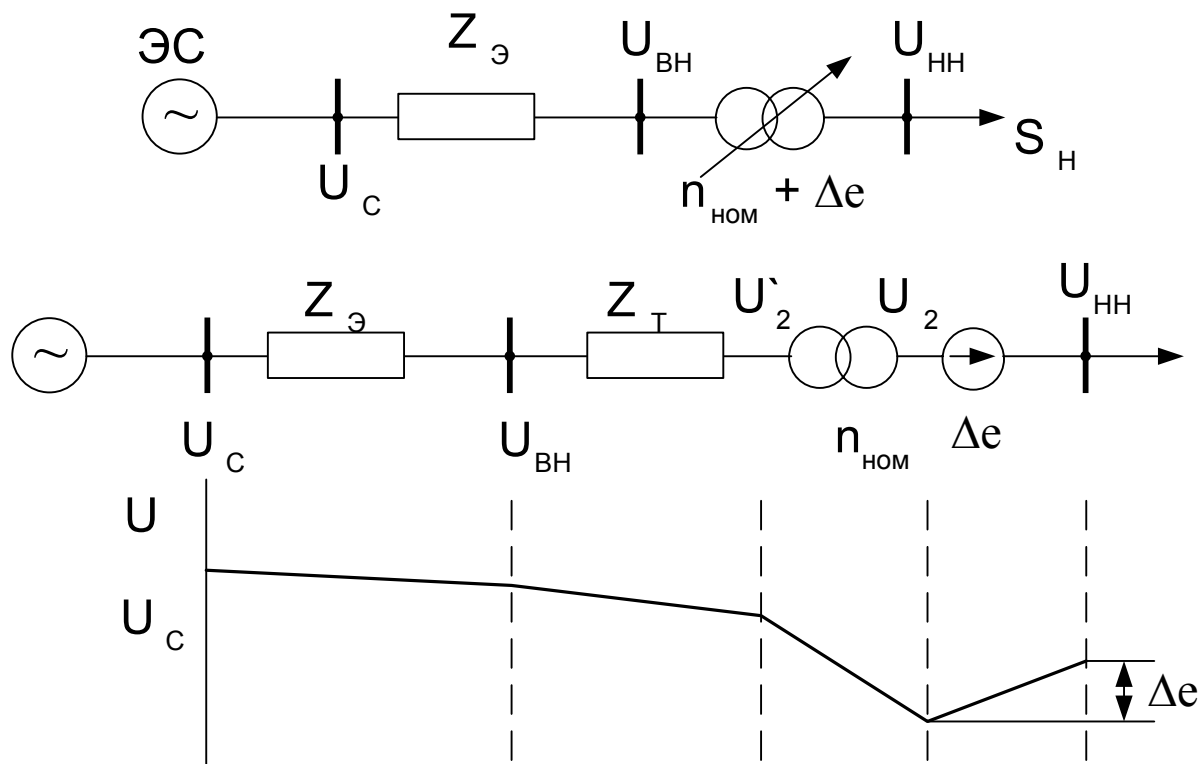


Рис. 1.7 Схема замещения трансформатора

В схеме замещения (рис. 1.7, б) трансформатор представлен сопротивлением обмоток  $Z_T$  и идеальным трансформатором без потерь с коэффициентом трансформации  $n$ , который условия регулирования напряжения; демпфировать колебания мощности и напряжения;

- шунтирующие реакторы (ШР) используются для потребления излишней реактивной мощности в ЭЭС и ввода напряжений в допустимую область. Реакторы абсолютно необходимы при наличии в ЭЭС протяженных воздушных линий сверхвысокого напряжения, которые, как указывалось выше, генерируют реактивную мощность, вследствие чего возможно увеличение напряжений на элементах ЭЭС сверх допустимых значений. Устанавливаются реакторы на конечных и промежуточных подстанциях длинных линий электропередач, их включение и отключение производится дежурным персоналом по распоряжению диспетчера ЭЭС. Использование регулируемых ШР позволяет осуществить стабилизацию напряжения в точке подключения реактора.

### 1.15 Компенсация реактивной мощности

Задача компенсации реактивной мощности (КРМ) состоит в определении количества (мощности) и мест установки КУ в электрической сети. Это оптимизационная задача. Критерий оптимальности зависит от постановки задачи.

Рассмотрим одну из наиболее распространенных задач: целесообразность установки КБ в электрической сети. Установка и эксплуатация КБ сопряжены с определенными затратами, зависящими от мощности КБ и их количества. Для того чтобы установка КБ была экономически целесообразной, эти затраты должны окупаться вследствие уменьшения иных затрат в электрической сети после размещения в ней КБ. Так как КБ является источником реактивной мощности, то ее установка позволяет разгрузить электрическую сеть от потоков реактивной мощности и, следовательно, уменьшить токи в элементах электрической сети. Это приводит к уменьшению потерь активной мощности и электроэнергии в активных сопротивлениях элементов сети. Затраты на возмещение этих потерь будут уменьшаться, и если за расчетный период уменьшение этих затрат окажется больше затрат, связанных с установкой и эксплуатацией КБ, то использование КБ в электрической сети экономически целесообразно. При возможности установки КБ в нескольких узлах сети она должна быть установлена в первую очередь в том узле сети, где это приводит к наибольшему снижению потерь электроэнергии.

Так как после установки КБ общее потребление реактивной мощности от основных источников уменьшается, то эффективность установки каждой последующей КБ будет уменьшаться. Поэтому алгоритм оптимальной КРМ с помощью КБ может быть следующим. Определяются затраты связанные с установкой и эксплуатацией КБ за расчетный период. Это может быть средний срок службы КБ, равный 8-10 годам. Далее определяется целесообразность КРМ в данной сети, исходя из окупаемости этих затрат за счет уменьшения потерь электроэнергии в сети после установки КБ в узле сети, обеспечивающем наибольшее их уменьшение. Если КРМ оказывается целесообразной, далее определяются места установки второй, третьей и последующих КБ. Количество размещаемых в сети КБ увеличивается до тех пор, пока затраты на очередную КБ еще будут окупаться.

В дефицитных по реактивной мощности ЭЭС необходимость установки КБ диктуется техническими условиями. Необходимая мощность и количество КБ определяются из условия обеспечения баланса реактивной мощности. Алгоритм решения задачи оптимального размещения этих КБ в электрической сети будет тем же, но критерий оптимизации изменится. Так как количество КБ уже определено, то затраты на них будут постоянны независимо от их размещения в электрической сети. Критерием

оптимальности их размещения в данном случае может быть максимальное снижение потерь мощности в сети в результате размещения КБ.

Аналогичная оптимизационная задача возникает при размещении в ЭЭС шунтирующих реакторов. Избыток реактивной мощности в ЭЭС приводит к повышению узловых напряжений. В ряде случаев они могут превысить допустимые значения. Установка ШР позволяет ввести напряжения в допустимую область. Целью оптимизации в данном случае будет ввод напряжений в ЭЭС в допустимую область с помощью минимального количества ШР или при минимальных затратах на установку и эксплуатацию ШР с учетом изменения потерь активной мощности и электроэнергии в сетях. Изменения узловых напряжений могут определяться с помощью коэффициентов чувствительности, характеризующих изменение напряжения в узле  $i$  при бесконечно малом изменении реактивной мощности в узле].

Решение перечисленных оптимизационных задач для современных ЭЭС сопряжено с большим объемом вычислений и выполняется на ЭВМ с помощью специально разработанных для решения таких задач программ.

### **1.16 Регулирование напряжения в электрических сетях**

Протекание тока по элементам электрической сети сопровождается потерями напряжения. В результате по мере удаления от источника питания напряжение уменьшается. В то же время для нормальной работы электроприемников подводимое к ним напряжение может только незначительно отличаться от номинального напряжения и должно находиться в допустимых пределах. Согласно ГОСТ 13109-97 на качество электроэнергии для большинства электроприемников отклонение напряжения от номинального значения не должно превышать  $\pm 5\%$ . В послеаварийных режимах работы, длительность которых сравнительно невелика, допустимое отклонение напряжения увеличивается еще на  $5\%$ . В электрических сетях высокого напряжения, к которым электроприемники непосредственно не присоединяются, также существуют допустимые пределы изменения напряжения. В частности, в установках высокого напряжения максимальное рабочее напряжение определяется условиями надежной работы изоляции и составляет от  $105$  до  $120\%$  номинального значения, увеличиваясь по мере уменьшения номинального напряжения. Допустимые снижения напряжений в ЭЭС определяются



условиями устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и узлов нагрузки. В питающих сетях нижние допустимые отклонения напряжений достигают 10-15 %. При оценке уровней напряжения следует иметь в виду, что нагрузки в течение суток непрерывно изменяются и, следовательно, изменяются потери напряжения и уровни напряжений у электроприемников.

Обеспечить выполнение требований к отклонениям напряжений в современных ЭЭС без применения специальных мер и устройств невозможно, что наглядно демонстрируется схемой передачи электроэнергии. Если принять, что на пути от генераторов электростанций до приемников электрическая энергия претерпевает четыре трансформации, при каждой трансформации потери напряжения составляют 5 %, а в каждой из сетей - 10 %, то суммарные потери напряжения могут составить 60 %.

Для обеспечения допустимых уровней напряжения в ЭЭС используются специальные технические средства - регулирующие устройства. Их назначение - уменьшение или компенсация потерь напряжения в сетях.

Для анализа возможностей уменьшения потерь напряжения в элементах ЭЭС (линиях, трансформаторах) воспользуемся выражением для их определения

$$\Delta U = (P_R + Q_X) / U$$

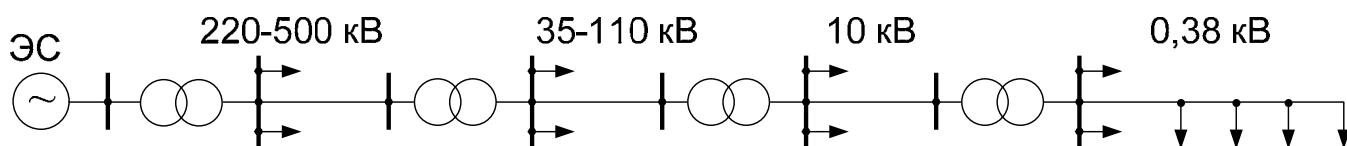


Рис. 1.8. Схема передачи электроэнергии в сети

где  $P$ ,  $Q$  - активная и реактивная мощности в элементе сети;  $R$ ,  $X$  - активное и реактивное сопротивления элемента;  $U$  - напряжение на том конце элемента, где заданы мощности.

Из выражения следует, что потери напряжения уменьшаются при увеличении напряжения сети. Этим, в частности, объясняется, что с ростом передаваемой мощности увеличивается напряжение электропередачи. В условиях эксплуатации изменение номинального напряжения электрической сети требует ее реконструкции. Кроме того, увеличение номинального напряжения позволяет уменьшить потери напряжения, но его нельзя рассматривать как средство регулирования напряжения. Решение об уровне номинального напряжения принимается на основании данных о передаваемой мощности и расстоянии, на которое передается эта мощность.

Другая возможность - изменение мощности. Уменьшение активной мощности связано с ее недоотпуском потребителям и поэтому не может быть использовано. Уменьшить потоки реактивной мощности можно, как было показано выше, с помощью установки у потребителей источников реактивной мощности. При полной КРМ можно достичь нулевого потока реактивной мощности по элементу сети, хотя экономически это делать нецелесообразно.

Еще одна возможность влияния на потери напряжения связана с изменением сопротивления линии. Уменьшение активного сопротивления связано с увеличением сечения проводов ВЛ или с включением параллельно работающих элементов, что делать экономически нецелесообразно. Кроме того, эффективность такой меры для питающих сетей не столь высока, так как в них активные сопротивления элементов существенно меньше реактивных. Уменьшить реактивное сопротивление линии электропередачи можно, включив в нее установку продольной компенсации (УПК), которая представляет собой емкость с сопротивлением  $X_c$  (рис. 1.9). В результате суммарное сопротивление линии уменьшается и становится равным  $X_{л} = X_L - X_c$ , где  $X_L$  - индуктивное сопротивление линии. Но использование УПК только с целью уменьшения потерь напряжения также экономически не оправдано. Устройства продольной компенсации используются в целях повышения пропускной способности электропередач, повышения статической устойчивости ЭЭС.

Таким образом, наиболее эффективным и используемым средством уменьшения потерь напряжения является КРМ, однако при этом следует отметить, что основным ее назначением остается все-таки снижение потерь активной мощности и электроэнергии в сети. Основным же средством регулирования напряжения является использование специальных технических средств, которые рассматриваются ниже.

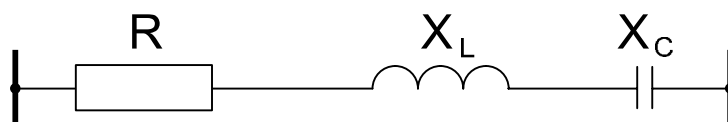


Рис.1.9. Использование установки продольной компенсации в линии

Синхронные генераторы. Будучи основным источником реактивной мощности в ЭЭС, генераторы электростанций одновременно являются важнейшим из средств регулирования напряжения. У большинства генераторов напряжение на его зажимах  $U_{Г}$  может изменяться в пределах

$$0,95U_{НОМ} \leq U_{Г} \leq 1,05U_{НОМ}$$

Заданное значение напряжения может поддерживаться автоматическим регулятором возбуждения (АРВ). Напряжение на шинах генератора удается поддерживать на заданном уровне только в том случае, если генерируемая им реактивная мощность  $Q_G$  находится в допустимых пределах

$$Q_{\min} \leq Q_G \leq Q_{\max}$$

При достижении реактивной мощностью предельного значения она фиксируется на этом значении и напряжение генератора уже будет изменяться следующим образом: при достижении нижнего предела изменения мощности - повышаться, при достижении верхнего предела - понижаться. Номинальная реактивная мощность генератора определяется номинальным коэффициентом мощности  $\cos\varphi$ . Если требуется загрузить генератор по реактивной мощности больше номинальной, то это возможно в некоторых пределах за счет снижения его активной мощности, так как увеличение реактивной мощности будет ограничиваться токами в статоре и роторе машины. Например, для турбогенераторов при номинальных активной мощности и коэффициенте мощности  $\cos\varphi = 0,85$  реактивная мощность генератора составляет 0,6 его активной мощности. Уменьшение активной мощности до нуля позволяет увеличить реактивную мощность генератора только до 0,8 его активной мощности, таким образом, снижение активной мощности не дает существенного увеличения реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы позволяют поддерживать и регулировать напряжение в пределах  $\pm 5\%$  в точке подключения за счет изменения тока возбуждения. Как и у генераторов, регулирование напряжения возможно при изменении реактивной мощности СК в допустимых пределах.

Ту же задачу решают СТК, с тем отличием от СК, что благодаря тиристорной системе управления регулирование осуществляется практически мгновенно. Это особенно важно для стабилизации переходных процессов в ЭЭС.

Трансформаторы, автотрансформаторы. Перечисленные выше регулирующие устройства изменяли режимные параметры - напряжение и реактивную мощность. Кроме них в ЭЭС широко используются линейные регулирующие устройства, позволяющие изменять параметры ветвей схемы замещения. К ним относятся двухобмоточные трансформаторы понижающих подстанций, автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы для связи сетей различного номинального напряжения, линейные регуляторы, работающие в блоке с автотрансформаторами. В этих устройствах одна из

обмоток имеет несколько регулировочных ответвлений, с помощью которых может регулироваться. Номинальный коэффициент трансформации равен

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы связывают сети трех номинальных напряжений: высшего (ВН), среднего (СН) и низшего (НН). Трехобмоточные трансформаторы выпускаются на следующие сочетания номинальных напряжений: 220/35/6(10), 110/35/6(10) и 35/10/6 кВ. Так же как и двухобмоточные трансформаторы, они имеют устройство РПН со стороны нейтрали обмотки ВН, что позволяет одновременно изменять коэффициенты трансформации между обмотками ВН-СН и ВН-НН. Диапазон регулирования составляет  $\pm(12-16)$  %.

Автотрансформаторы устанавливаются на мощных узловых подстанциях системообразующих и районных сетей. От шин среднего напряжения таких подстанций получают питание, как правило, целые районы с большим количеством пунктов потребления. По этой причине устройство РПН у автотрансформаторов установлено со стороны основного вывода обмотки среднего напряжения, что позволяет обеспечить регулирование напряжения на шинах СН подстанции с целью поддержания его желаемого уровня, исходя из требований питаемой сети. Таким образом, автотрансформаторы обеспечивают независимое от НН регулирование коэффициента трансформации п.с ВН на СН. Диапазон регулирования составляет  $\pm(10-12)$  %. Как и в случае с двухобмоточным трансформатором, коэффициент трансформации изменяется на  $\Delta n$ , но при расположении РПН со стороны СН изменяется напряжение только на шинах СН. Коэффициент трансформации не изменяется, и напряжение на шинах НН определяется режимом сети ВН. В этой ситуации могут не обеспечиваться требования к напряжению на шинах НН. В таких случаях регулирование напряжения на шинах НН производится либо имеющимися на мощных узловых подстанциях компенсирующими устройствами (СК, СТК), либо специально устанавливаемыми в цепи НН линейными регулировочными трансформаторами (ЛРТ). Последние имеют номинальный коэффициент трансформации, равный 1, и за счет РПН могут изменять его на  $\pm 15$  %, обеспечивая независимость режима сети НН.

В распределительных сетях городских, сельских, промышленных потребителей электроэнергия распределяется от центров питания (ЦП), представляющих собой мощные подстанции энергосистемы. Обычно ЦП сооружаются в непосредственной близости или внутри достаточно обособленного района электропотребления. Внутри

района распределение электроэнергии производится сначала на напряжении 6-20 кВ. Линии 6-20 кВ, воздушные и кабельные, сооружаются от ЦП до подстанций, питающих группы близко расположенных мелких потребителей. Их питание осуществляется через сети напряжением 220-380 В (в сетях промышленных предприятий применяется также напряжение 660 В). Трансформация электроэнергии со ступени 6-20 кВ на ступень 220-380 В осуществляется распределительными трансформаторами (РТ). Более крупные потребители, имеющие номинальное напряжение 6-20 кВ, присоединяются непосредственно к ЦП по индивидуальным линиям.

В таких сетях в силу их массовости предусматриваются наиболее простые и дешевые регулирующие устройства: распределительные трансформаторы с ПБВ, нерегулируемые конденсаторные батареи. Изменение отпаяк РТ может производиться только при снятой нагрузке и не чаще 1-2 раз в год при сезонном изменении нагрузки. Отключение-включение КБ также в большинстве случаев подчиняется сезонным и суточным изменениям нагрузки. Применение более дорогих оперативно и автоматически регулируемых устройств часто оказывается нецелесообразным как из-за увеличения затрат, так и из-за отсутствия точной исходной информации о текущих режимных параметрах сетей.

При такой ситуации оперативное управление режимом напряжений в распределительных сетях сосредоточивается в ЦП, который влияет на режим напряжений всей присоединенной к нему сети. В этом смысле регулирование напряжения является централизованным. Необходимость регулирования напряжения у отдельных потребителей (их групп), или, иными словами, местного регулирования, возникает тогда, когда регулирование в ЦП не позволяет обеспечить требуемый режим напряжений во всей сети.

Понижающие трансформаторы на крупных подстанциях оборудуются локальными системами автоматического регулирования - автоматическими регуляторами напряжения трансформатора (АРНТ). Они реагируют на изменение напряжения на шинах НН и ток нагрузки и переключают отпайки РПН в соответствии с принятым законом регулирования напряжения. Широко используется закон встречного регулирования напряжения. Смысл этого закона состоит в следующем. При увеличении электрической нагрузки увеличиваются потоки мощности в линиях и, как следствие, потери напряжения в них. В результате напряжения у электроприемников снижаются. При уменьшении

нагрузок картина обратная. Поэтому логично при увеличении нагрузки для компенсации возрастающих потерь напряжения увеличивать напряжение на шинах НН центра питания, доводя его до максимально допустимого значения в часы максимума нагрузки, равного  $1,05U_{ном}$ . С уменьшением нагрузки напряжение снижается, достигая при минимальной нагрузке номинального значения  $U_{ном}$ . Этого вполне достаточно, чтобы у наиболее электрически удаленных приемников напряжение не оказывалось ниже допустимого уровня. Для того чтобы не было лишних переключений при случайных кратковременных отклонениях напряжения, АРНТ работают с выдержкой времени.

В электрических сетях с напряжением  $U_{ном} > 110$  кВ регулирование напряжения имеет свои особенности. Эти сети имеют сложно-замкнутую структуру и оснащены устройствами телемеханики, позволяющими передавать в диспетчерский центр управления информацию о режимных параметрах в различных точках сети, а из центра управления - команды на изменение параметров регулирующих устройств. В настоящее время управление режимами ЭЭС осуществляется с помощью автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ). При решении задачи регулирования напряжения в таких сетях следует учитывать некоторые их особенности:

- сети различных номинальных напряжений в режимном отношении тесно взаимосвязаны, и необходим учет системного эффекта регулирующих устройств, т.е. необходимо централизованное координированное регулирование напряжения с помощью АСДУ;
- режимы питающих и местных сетей, присоединенных к ЦП питающей сети, можно рассматривать независимо друг от друга, поэтому для расчетов по регулированию напряжения местную сеть можно представить приведенной нагрузкой на шинах ВН соответствующего ЦП;
- в питающих сетях возможны большие перетоки реактивной мощности, вызванные ее местным дефицитом либо избытком, которые приводят к увеличению потерь активной мощности. В этом случае задачей регулирования напряжения является снижение потерь активной мощности при соблюдении допустимых уровней напряжения.

Из сказанного следует, что основной критерий регулирования напряжения в питающих сетях - экономический (минимум потерь активной мощности) при соблюдении режимных и технических ограничений по допустимым уровням напряжений и диапазону регулирующих устройств.

При рассмотрении сетей с  $U_{\text{ном}} > 330$  кВ необходимо кроме перечисленных выше особенностей учитывать потери активной мощности на корону в линиях электропередачи.

Вопросы регулирования напряжения в электрических сетях ЭЭС решаются как при их проектировании, так и при управлении режимами.

При проектировании развития ЭЭС и их реконструкции комплексно решаются вопросы обеспечения баланса реактивной мощности и выявления условий регулирования напряжения в сетях, обоснования пунктов размещения регулирующих устройств, выбора их типа и мощности. Одновременно должны прорабатываться вопросы развития АСДУ в части включения в состав задач управления задачи регулирования напряжения, в части информационного и алгоритмического ее обеспечения, развития системы сбора и обработки информации.

При проектировании прежде всего необходимо обеспечить управляемость ЭЭС по напряжению и реактивной мощности. Под этим понимается возможность обеспечения допустимых напряжений во всех точках ЭЭС в нормальных и послеаварийных режимах ее работы, обусловленных изменением нагрузок и состава работающего оборудования. Управляемость достигается как правильным выбором мест размещения и регулировочных диапазонов устройств регулирования, так и координированным воздействием на них.

Управляемость ЭЭС - необходимое условие для решения задачи регулирования напряжения, обеспечивающее качественные показатели режима напряжений и его надежность с точки зрения работы оборудования и устойчивости.

Только обеспечив управляемость ЭЭС, можно на последующих этапах проектирования предусмотреть возможность установки дополнительных регулирующих устройств (либо расширить диапазоны уже установленных устройств) с целью снижения потерь активной мощности. При этом, как правило, предусматривается установка дополнительных источников реактивной мощности.

Расстановка дополнительных источников реактивной мощности в ЭЭС с целью снижения потерь активной мощности - задача технико-экономическая, поскольку здесь, как указывалось выше, следует сопоставить затраты на установку нового оборудования с эффектом от экономии потерь.

При управлении режимами ЭЭС с помощью АСДУ задача регулирования напряжения решается на этапах планирования режимов и оперативного управления и состоит в наиболее полном использовании имеющихся устройств для достижения экономического эффекта.

При планировании режимов на основе прогнозов нагрузки и состава работающего оборудования заблаговременно рассчитываются оптимальные режимы напряжений на заданный интервал времени, например на следующие сутки. Полученные таким образом графики оптимальных напряжений передаются на энергообъекты (электростанции, подстанции с регулирующими устройствами), где и должны выдерживаться оперативным персоналом или автоматическими устройствами.

При оперативном управлении используется информация о фактическом состоянии ЭЭС и ее режиме, получаемая на основе телеизмерений и телесигнализации. Она вводится в ЭВМ АСДУ, обрабатывается и представляется диспетчеру в удобном для восприятия виде. В наиболее современных АСДУ наряду с представлением фактической режимной информации вырабатываются рекомендации диспетчеру по коррекции плановых графиков напряжений.



## 2 Вопросы для переаттестации

1. Что такое энергетические комплексы?
2. Чем определяется СЭС как части ЭЭС?
3. Что такое электрические станции?
4. Зарисуйте структурную электрическую схему электроэнергетической системы.
5. Из чего состоит СЭС?
6. Основные группы потребителей электроэнергии.
7. Как характеризуется СЭС?
8. Какие ЭП влияют на режим СЭС?
9. Перечислите категории надежности электроснабжения?
10. В чем отличия электроснабжения производств от электроснабжения коммунально-бытовых потребителей?
11. Установленная мощность коммунально-бытовых потребителей?
12. Основные типы современных ЭП коммунально-бытовых потребителей?
13. Коммунально-бытовых потребителей категории надежности электроснабжения?
14. Электроснабжение электрифицированного транспорта?
15. Электрифицированный транспорт категории надежности электроснабжения?
16. Чем связано влияние электрического транспорта на показатели качества электроэнергии?
17. Что включает в СЭС сельского хозяйства?
18. На какие напряжения питаются сельские сети?
19. К какой категории надежности электроснабжения относится сельское хозяйство?
20. Какие определяющие условия формирования СЭС?
21. Что такое номинальное напряжение электроустановок?
22. Перечислите основные типы схем электрических сетей?
23. Радиальные схемы?
24. Магистральные схемы?
25. Кольцевые схемы?
26. Многоконтурные сложнзамкнутые схемы?

27. Радиальные и магистральные схемы?
28. Петлевые схемы?
29. Режим нейтрали электрических сетей?
30. Группы электроэнергетических систем?
31. Что такое режим СЭС?
32. Что значит параметр режима?
33. Что такое установившимся режим?
34. Что такое переходной режим?
35. Что такое нормальный установившийся режим?
36. Что такое утяжеленный установившийся (вынужденных) режим?
37. Что такое аварийные режим?
38. Управления режимами?
39. Переходные режимы и процессы?
40. Статическая устойчивость?
41. Динамическая устойчивость?
42. Результирующей устойчивостью?
43. Скоростью протекания переходных режим ЭЭС?
44. Задачи управления переходными процессами?
45. Нормативные показатели устойчивости и их обеспечение?
46. Статическая устойчивость?
47. Динамическая устойчивость?
48. Средства управления режимами и их функции?
49. Кем осуществляется управление режимами ЭЭС?
50. Автоматические регуляторы возбуждения?
51. Автоматические регуляторы частоты вращения?
52. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности?
53. Релейная защита?
54. Автоматическое включение резерва?
55. Автоматическое повторное включение?
56. Автоматическая частотная разгрузка?
57. Автоматический частотный пуск (АЧП)?
58. Основные принципы диспетчерского управления?

59. Временные уровни управления режимами ЭЭС?
60. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением?
61. Потребители и источники реактивной мощности?
62. Компенсация реактивной мощности?
63. Регулирование напряжения в электрических сетях?

### 3. Задания к выполнению контрольных работ

#### Примеры решения задач

##### Расчет и выбор компенсирующего устройства

Для выбора компенсирующего устройства (КУ) необходимо знать:

- расчетную реактивную мощность КУ;
- тип компенсирующего устройства;
- напряжение КУ.

Расчетную реактивную мощность КУ можно определить из соотношения:

$$Q_{к.р} = \alpha P_M (tg\varphi - tg\varphi_k),$$

где  $\alpha$  - коэффициент, учитывающий повышение  $\cos \varphi$  естественным способом, принимается  $\alpha = 0,9$ ;  $tg\varphi$ ,  $tg \varphi_k$  - коэффициенты реактивной мощности до и после компенсации.

Компенсиацию реактивной мощности по опыту эксплуатации производят до получения значения  $\cos \varphi_k = 0,92 \dots 0,95$ .

Задавшись  $\cos \varphi_k$  из этого промежутка, определяют  $tg\varphi_k$ .

Значения  $P_M$ ,  $tg\varphi$  выбираются по результату расчета нагрузок из «Сводной ведомости нагрузок».

Задавшись типом КУ, зная  $Q_{к.р.}$  и напряжение, выбирают стандартную компенсирующую установку, близкую по мощности.

Применяются комплектные конденсаторные установки (ККУ) или конденсаторы, предназначенные для этой цели.

$$tg\varphi_\phi = tg\varphi - Q_{к.ст.}/\alpha P_M,$$

где  $Q_{к.ст.}$  - стандартное значение мощности выбранного компенсирующего устройства КУ, квар.

По  $tg \varphi_\phi$  определяют  $\cos \varphi$ .

По  $tg \varphi$  определяется фактический коэффициент мощности  $\cos\varphi_\phi$ :

$$\cos \varphi_\phi = \cos\varphi (\arctg \varphi_\phi).$$

Структура условного обозначения компенсирующих устройств представлена на рис. 3.1.



Рис. 3.1. Структурная схема условного обозначения компенсирующего устройства  
Пример 3.1.

Дано: исходные данные даны в Таблица 3.1

Таблица 3.1 Исходные данные

Параметр	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_M$ , кВт	$Q_M$ , квар	$S_M$ , кВА
Всего на НН без КУ	0,85	0,63	393,6	210,1	473,1

Требуется:

- рассчитать и выбрать компенсирующее устройство КУ;
- выбрать трансформатор с учетом КУ.

Решение. Определяется расчетная мощность КУ.

$$Q_{к.р} = \alpha P_M (\operatorname{tg}\alpha - \operatorname{tg}\varphi_k) = 0,9 \cdot 393,6 \cdot (0,63 - 0,33) = 106,3 \text{ квар.}$$

Принимается  $\cos\varphi_k = 0,95$ , тогда  $\operatorname{tg}\varphi_k = 0,33$ . По табл. Е.3 прилож. Е выбираются две конденсаторные установки  $2 \times \text{УК } 2-0,38-50$  со ступенчатым регулированием по 25 квар, по одной на секцию.

Определяются фактические значения  $\operatorname{tg}\varphi$  и  $\cos\varphi$  после компенсации реактивной мощности.

$$\operatorname{tg}\varphi_\phi = \operatorname{tg}\varphi - \frac{Q_{к.ст}}{\alpha P_M} = 0,63 - \frac{2 \cdot 50}{0,9 \cdot 393,6} = 0,35; \cos\varphi_\phi = 0,94$$

Результаты расчетов заносятся в табл. 3.2.

Определяется расчетная мощность трансформатора с учетом потерь.

$$S_p = 0,7 S_{ВН} = 0,7 \cdot 429,2 = 300,5 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_T = 0,02 S_{НН} = 0,02 \cdot 408,7 = 8,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 S_{НН} = 0,1 \cdot 408,7 = 40,9 \text{ квар};$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} = \sqrt{8,2^2 + 40,9^2} = 41,7 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Выбирается силовой трансформатор (прилож. Е табл. Е.1) типа ТМ 400-10/0,4 кВ, мощностью 400 кВА с техническими параметрами:

$$R_T = 5,6 \text{ мОм}; \quad \Delta P_{xx} = 0,95 \text{ кВт};$$

$$X_T = 14,9 \text{ мОм}; \quad \Delta P_{кз} = 5,5 \text{ кВт};$$

$$Z_T = 15,9 \text{ мОм}; \quad u_{кз} = 4,5 \text{ \%};$$

$$Z_T^{(1)} = 195 \text{ мОм}; \quad i_{xx} = 2,1 \text{ \%}.$$

Определяется коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{нн}}{2S_T} = \frac{408,7}{2 \cdot 400} = 0,51.$$

Данные расчета заносятся в табл. 3.2.

Сводная ведомость нагрузок

Таблица 3.2

Параметр	cos φ	tg φ	P <sub>м</sub> , кВт	Q <sub>м</sub> , квар	S <sub>м</sub> , кВА
Всего на НН без КУ	0,85	0,63	393,6	210,1	473,1
КУ				2x50	
Всего на НН с КУ	0,94	0,35	393,6	110,1	408,7
Потери			8,2	40,9	41,7
Всего ВН с КУ			401,8	151	429,2

Пример 3.2. Расчет точек подключения компенсирующего устройство к магистральному шинопроводу ШМА1. Расчетная схема представлена на рис. 3.2

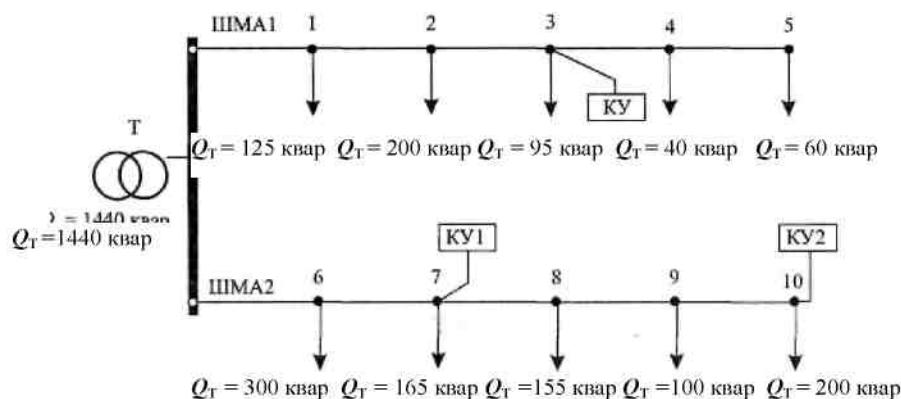


Рис. 3.2. Расчетная схема Требуется выбрать точки установки КУ. Решение. На ШМА1 устанавливается одно КУ мощностью 300 квар. Проверка выполнения условия в точках подключения нагрузок:

$$Q'1 \geq \frac{Q_{к(ШМА1)}}{2} \geq Q'2;$$

точка 1: 520 квар > 150 квар < 395 квар - условие не выполняется; точка

2: 395 квар > 150 квар < 195 квар - условие не выполняется; точка

3: 195 квар > 150 квар > 100 квар - условие выполняется; точка

4: 100 квар < 150 квар > 60 квар - условие не выполняется.

Следовательно, на ШМА1 подключается КУ мощностью 300 квар в точке 3.

На ШМА2 устанавливаются два КУ мощностью 300 и 400 квар. Проверяется выполнение условия:

$Q'_3 \geq Q_{2к(шма2)} / 2 \geq Q'_4$  для дальнего КУ 2 в точках подключения на-грузок:

точка 10:  $720 \geq 200 \geq 0$  - условие выполняется;

точка 9:  $620 \geq 200 \geq 200$  - условие выполняется.

Следовательно,  $Q_{2к} = 400$  квар можно подключить к точке 9 или 10 по конструктивным соображениям.

КУ2 подключается к точке 10.

Проверяется выполнение условий  $Q'_{1-Q_{2к}} \geq Q_{1к(шма2)}/2 \geq Q'_{2-Q_{2к}}$  для ближнего КУ1 в точках подключения нагрузок:

точка 6:  $520 \text{ квар} \geq 150 \text{ квар} \leq 220 \text{ квар}$  - условие не выполняется;

точка 7:  $220 \text{ квар} \geq 150 \text{ квар} \geq 55 \text{ квар}$  - условие выполняется.

Следовательно,  $Q_{1к} = 300$  квар можно подключить к точке 7.

Ответ: подключить КУ мощностью 300 квар к точке 3; КУ1 мощностью 300 квар к точке 7; КУ2 мощностью 400 квар к точке 10.

## **Контрольная работа № 2 Расчет и выбор аппаратов защиты и линий электроснабжения**

### **Расчет и выбор аппаратов защиты**

К аппаратам защиты относятся плавкие предохранители, автоматические выключатели и тепловые реле. Наиболее современными являются автоматы серии ВА и АЕ, предохранители серии ПР и ПН, тепловые реле серии РТЛ, встраиваемые в магнитные пускатели.

Автоматические выключатели являются наиболее совершенными аппаратами защиты, надежными, срабатывающими при перегрузках и коротких замыканиях в защищаемой линии.

Чувствительными элементами автоматов, воздействующими на механизм отключения, являются расцепители: тепловые (ТР), электромагнитные (ЭМР) и полупроводниковые (ППР).

Расцепитель максимального тока (электромагнитный или полупроводниковый) - устройство мгновенного срабатывания при токе КЗ.

Тепловой расцепитель (биметаллический или полупроводниковый) - устройство, срабатывающее с выдержкой времени при перегрузке.

Расцепитель минимального напряжения - устройство, срабатывающее при недопустимом снижении напряжения в цепи (до 0,3 ... 0,5 от  $V_{ном}$ ).

Независимый расцепитель - устройство дистанционного отключения автомата или по сигналам внешних защит.

Максимальный и тепловой расцепители устанавливаются во всех фазах автомата, остальные по одному на автомат.

Ток срабатывания расцепителя (ток трогания) - наименьший ток, вызывающий отключение автомата.

Уставка тока расцепителя - настройка его на заданный ток срабатывания.

Ток отсечки - уставка тока максимального расцепителя на мгновенное срабатывание.

Номинальный ток расцепителя - это наибольший длительный ток расцепителя, не вызывающий отключения и перегрева.

Отключающая способность автомата - наибольший ток короткого замыкания (КЗ), при котором произойдет отключение повреждения.

Тепловые расцепители срабатывают при перегрузках, электромагнитные - при КЗ, полупроводниковые - как при перегрузках, так и при КЗ.

Защита от коротких замыканий выполняется для всех силовых электроприемников.

Для электродвигателей, работающих в повторно-кратковременном режиме, защита от перегрузок не выполняется. Силовые электроприемники, устанавливаемые во взрывоопасных помещениях, защищаются от перегрузок во всех случаях.

Защитные аппараты должны выбираться так, чтобы номинальный ток каждого защитного аппарата был не менее максимального расчетного тока электроприемника.

$$I_{н. защ.} \geq I_p$$

Кроме этого должна быть обеспечена селективность защиты. Выбор предохранителей:



1. Выбирают плавкую вставку предохранителя.

- Для линии без электрического двигателя:

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{р}},$$

где  $I_{\text{вс}}$  - ток плавкой вставки, А;  $I_{\text{р}}$  - расчетный ток линии, А.

Это условие означает, что предохранитель не должен перегореть при нормальном режиме работы сети.

- Для линии к сварочному трансформатору:

$$I_{\text{вс}} \geq 1,2 I_{\text{св}} \sqrt{\text{ПВ}},$$

где  $I_{\text{св}}$  - ток сварочного аппарата, А.

• При выборе аппаратов защиты в линии с компенсирующими установками КУ должно выполняться условие:

$$I_{\text{вс}} \geq 1,6 \frac{Q_{\text{ку}}}{\sqrt{3} U_{\text{л}}},$$

где  $Q_{\text{ку}}$  - мощность конденсаторной установки, квар.

- Для линий к распределительному устройству:

$$I_{\text{вс}} \geq (I_{\text{п}} + I_{\text{дл}}) / 2,5,$$

где  $I_{\text{п}}$  - пусковой ток двигателя, определяется из соотношений:

$$I_{\text{п}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{д}},$$

где  $K_{\text{п}}$  - кратность пускового тока.

Для асинхронного двигателя  $K_{\text{п}} = 6 \div 7,5$ ;

для синхронного двигателя и машин постоянного тока

$K_{\text{п}} = 2 \div 3$ ;  $I_{\text{д}}$  - номинальный ток электродвигателя А.

Определяют величину тока плавкой вставки предохранителя, защищающего линию электроснабжения двигателей, которая не должна перегорать во время их пуска.

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{п}} / \beta,$$

где  $\beta$  - коэффициент кратковременной перегрузки плавкой вставки предохранителя: для двигателя, пускаемого без нагрузки, он равен 2,5; для двигателей с тяжелыми условиями пуска - 1,6 (например, крановых) и для линий к сварочным трансформаторам.

2. Предохранитель выбирают со стандартной плавкой вставкой по условию:

$$I_{\text{нп}} \geq I_{\text{в}},$$

где  $I_{\text{нп}}$  - номинальный ток предохранителя, А.

Данные предохранителей представлены в прилож. Д, табл. Д.2.

Проверяют соответствие тока плавкой вставки условию защиты линии данного сечения от токов КЗ:

$$I_{\text{вс.}} < 3 \cdot I_{\text{дл.}}$$

где  $I_{\text{дл}}$  – длительно допустимый ток для данного сечения провода (кабеля). Если это условие не выполняется, то выбирают следующее стандартное сечение провода (кабеля) по прилож. Ж.

### Выбор автоматических выключателей

Для выбора автомата нужно знать ток в линии, где он установлен, тип автомата и число фаз. При защите сетей автоматами необходимо выбрать их ток уставки  $I_{\text{н.р.}}$ .

Автоматы выбираются согласно условиям:

$$I_{\text{н.а.}} \geq I_{\text{н.р.}},$$

где  $I_{\text{н.а.}}$  – номинальный ток автомата, А;  $I_{\text{н.р.}}$  – номинальный ток расцепителя, А;

$$V_{\text{н.а.}} \geq V_{\text{сети}},$$

где  $V_{\text{н.а.}}$  – номинальное напряжение автомата, В;  $V_{\text{сети}}$  – напряжение сети.

• для линии без электродвигателя:

$$I_{\text{н.р.}} > I_{\text{дл}}$$

где  $I_{\text{дл}}$  – длительный ток в линии, А;

• для линии с одним электродвигателем:

$$I_{\text{н.р.}} > 1,25 I_{\text{д}}$$

где  $I_{\text{д}}$  – ток двигателя;

• для групповой линии с несколькими электродвигателями:

$$I_{\text{н.р.}} > 1,1 I_{\text{м}}$$

где  $I_{\text{м}}$  – максимальный ток в линии, А;

$K_{\text{o}}$  – кратность отсечки, определяется по формуле:

$$K_{\text{o}} > I_{\text{o}} / I_{\text{н.р.}}$$

где  $I_{\text{o}}$  – ток отсечки, А;

• для линии без электродвигателя:

$$I_{\text{o}} > I_{\text{д.}}$$

• для линии с одним электродвигателем:

$$I_{\text{o}} > 1,2 I_{\text{п}}$$

где  $I_{\text{п}}$  – пусковой ток А;

- для групповой линии с несколькими электродвигателями:

$I_0 > 1,2 I_{\text{пик}}$ , где  $I_{\text{пик}}$  – пиковый ток, А. Это наибольший ток, возникающий в линии, длительностью 1–2 с;

в группе до 5 электродвигателей включительно:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п.нб.}} + I_{\text{м}} - I_{\text{н.нб.}};$$

в группе более 5 электродвигателей:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.нб.}} + I_{\text{м}} - I_{\text{н.нб.}} K_{\text{и}}$$

где  $I_{\text{п.нб.}}$  – пусковой ток наибольшего по мощности электродвигателя, А;  $I_{\text{м}}$  – максимальный ток на группу А;  $I_{\text{н.нб.}}$  – номинальный ток наибольшего в группе электродвигателя, А.

При выборе аппаратов защиты в линии с компенсирующими установками КУ должно выполняться условие:

$$I_0 \geq 1,3 \frac{Q_{\text{ку}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}$$

Зная тип, номинальный ток автомата и число полюсов автомата, выписываются все каталожные данные автомата из прилож. Д., табл. Д.4.

- *Тепловые* реле выбираются согласно условию:

$$I_{\text{т.р.}} > 1,25 I_{\text{н.д.}}$$

где  $I_{\text{т.р.}}$  – ток теплового реле, номинальный, А;  $I_{\text{н.д.}}$  – номинальный ток двигателя, А.

Выбор марки и сечения линии электроснабжения

Выбор сечений проводов, кабелей и шин производится по наибольшему длительно допустимому току нагрузки по условиям нагрева и проверяется на соответствие выбранному аппарату защиты и по потере напряжения.

Сечения электрических линий электроснабжения цеха рассчитывают в определенной последовательности:

1. Составляют схему электроснабжения цеха и по ней вычисляют длину электрической линии.

2. Выбирают тип линии (кабель, провод, шинопровод), материал токоведущих жил проводов или кабелей, вид изоляции и брони, тип прокладки.

3. Вычисляют расчетный ток линии по формулам:

- Сразу после трансформатора:

$$I_{\Gamma} = \frac{S_{\Gamma}}{\sqrt{3} V_{\text{HT}}},$$

где  $S_{\Gamma}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;  $V_{\text{HT}}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

Принимается  $V_{\text{HT}} = 0,4$ кВ.

• Линия к распределительному устройству РУ (распределительному пункту, шинопроводу),

$$I_{\text{РУ}} = \frac{S_{\text{М.РУ}}}{\sqrt{3} V_{\text{н.РУ}}},$$

где  $S_{\text{М.РУ}}$  – максимальная расчетная мощность РУ, кВА;  $V_{\text{н.РУ}}$  – номинальное напряжение РУ, кВ.

Принимается  $V_{\text{н.РУ}} = 0,38$  кВ.

• Линия к электродвигателю переменного тока:

$$I_{\text{д}} = \frac{P_{\text{д}}}{\sqrt{3} V_{\text{нд}} \eta_{\text{д}} \cos \varphi_{\text{д}}},$$

где  $P_{\text{д}}$  – мощность электродвигателя переменного тока, кВт;  $V_{\text{нд}}$  – номинальное напряжение РУ, кВ;  $\eta_{\text{д}}$  – коэффициент полезного действия двигателя в относительных единицах.

Примечание. Если электродвигатель повторно-кратковременного режима, то

$$P_{\text{д}} = P_{\text{н}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}}.$$

•Линия к сварочному трансформатору:

$$I_{\text{св}} = \frac{S_{\text{св}} \sqrt{\text{ПВ}}}{\sqrt{3} V_{\text{н}}},$$

где  $S_{\text{св}}$  – полная мощность сварочного трехфазного трансформатора кВ; ПВ – продолжительность включения в относительных единицах.

4. По величине расчетного тока определяют сечение проводов или жил кабеля по таблицам, приведенным в ПУЭ или прилож. Ж .

Сечение проводов и жил кабеля выбирают так, чтобы выполнялось условие:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}} / k_{\text{пр}},$$

где  $k_{\text{пр}}$  – поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей.

Таблицы поправок приведены в ПУЭ.

Выбранное сечение проводов необходимо согласовать с коммутационными возможностями аппаратов защиты.

$$I_{\text{доп}} > K_{\text{зщ}} \cdot I_{\text{зщ}}$$

где  $K_{\text{зщ}}$  – коэффициент кратности допустимых токов защитных аппаратов. Данные коэффициента кратности допустимых токов представлены в прилож. Д.

Если это неравенство для выбранного сечения не соблюдается, то берут следующее стандартное сечение кабеля (провода).

Пример 3.3. Дано: электроприемник № 1 – компрессорная установка: КПД = 0,9;  $P_{\text{н}} = 28$  кВт;  $\cos \varphi = 0,8$ ; подключен к шинопроводу ШМА1.  $I_{\text{м}} = I_{\text{ШМА1}} = 326,8$  А. От шинопровода ШМА1 также питаются :

Наименование ЭП	Компрессорная установка			Станок	Печь	Транспортер
$P_{\text{ном}}$ , кВт	28	28	28	40	35	10
$\cos \varphi$	0,8	0,8	0,8	0,5	0,95	0,75

Требуется:

- составить расчетную схему электроснабжения;
- рассчитать и выбрать аппарат защиты;
- рассчитать и выбрать кабельную линию электроснабжения.

Решение. Составляется расчетная схема электроснабжения до электроприемника № 1, подключенного к ШМА1 (рис. 3.3). Этот электроприемник является трехфазным длительного режима работы. На схему наносятся известные данные.

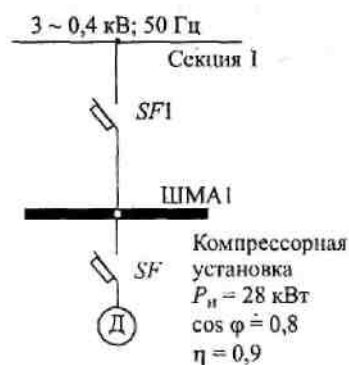


Рис. 3.3. Схема электроснабжения электроприемника № 1

1. Выбирается автоматический выключатель SF1 типа ВА. Линия: шины низкого напряжения - магистральный шинопровод ШМА1 (ШНН - ШМА), линия с группой ЭД.

Согласно заданию максимальный ток ШМА1:

$$I_{\text{м}} = I_{\text{ШМА1}} = 326,8 \text{ А.}$$

Так как к шинопроводу ШМА1 подключено более пяти электродвигателей, а наибольшим по мощности является станок карусельный  $P_n = 40$  кВт, то пиковый ток определяется по формуле:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п.нб.}} + I_m - I_{\text{н.нб.}} \cdot K_n = 878,8 + 326,8 - 18,9 = 1186,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{п.нб.}} = 6,5 I_{\text{н.нб.}} = 6,5 \cdot 135,2 = 878,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{н.нб.}} = P_n / \sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos\varphi \cdot \eta = 40 / 1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,5 \cdot 0,9 = 135,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{н.нб.}} \cdot K_n = 135,2 \cdot 0,14 = 18,9 \text{ А}.$$

$$\text{Ток отсечки составит: } I_o \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 1186,7 = 1483,4 \text{ А}.$$

$$\text{Коэффициент отсечки: } K_o \geq I_o / I_{\text{н.р.}} = 1483 / 400 = 3,7.$$

Принимается  $K_o = 5$ .

По току нагрузки  $I_{\text{ШМА1}} = 326,8$  А устанавливаем ШРА вместо ШМА. По прилож. И выбирается ШРА 4-630-32-УЗ. Технические характеристики распределительного шинопровода представлены в табл. 3.3.

Таблица 3.3 Технические характеристики ШРА 4-630-32-УЗ

$V_n$ , В	$I_{\text{н.ш}}$ , А	$X_o$ , Ом/км	$\Delta u$ , В/м	Сечение шинопровода, мм	$I_d$ , кА
660	630	0,1	$8,5 \times 10^{-2}$	80 × 5	35

Автоматический выключатель SF1 выбираем по условию:

$$I_{\text{н.а}} \geq I_{\text{н.р.}}$$

$$I_{\text{н.р.}} \cdot 1,1 \cdot I_m = 1,1 \cdot I_{\text{ШМА1}} = 1,1 \cdot 326,8 = 359,5 \text{ А}.$$

По прилож. Д выбирается ВА 55-39-3. Технические характеристики автомата представлены в табл. 3.2.

Таблица 3.4 Технические характеристики автомата SF1

$V_{\text{н.а}}$ , В	$I_{\text{н.а}}$ , А	$I_{\text{н.р.}}$ , А	$I_{\text{у(п)}}$ , А	$I_{\text{у(кз)}}$ , А	$I_{\text{откл}}$ , кА
380	400	400	$1,25 I_{\text{н.р}}$	$5 \cdot I_{\text{н.р}}$	25кА

2. Выбирается автоматический выключатель SF типа ВА.

Линия магистральный шинопровод ШМА - компрессорная установка, линия с одним электродвигателем.

Номинальный ток компрессора:

$$I_d = P_n / \sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos\varphi \cdot \eta = 28 / 1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,9 = 59,2 \text{ А}.$$

Номинальный ток расцепителя автомата:

$$I_{\text{н.р.}} \geq 1,25 \cdot I_d = 1,25 \cdot 59,2 = 74 \text{ А}.$$

По прилож. Д принимаем  $I_{нр} = 80 \text{ А}$ .

Ток отсечки составит:

$$I_o > 1,2 \cdot I_n = 1,2 \cdot 6,5 \cdot 59,2 = 461,8 \text{ А}$$

Коэффициент отсечки:

$$K_o \geq I_o / I_{н-р} = 461,8 / 80 = 5,8.$$

Принимается  $K_o = 7$ .

Номинальный ток автомата:

$$I_{н.а.} \geq I_{нр} \geq 80 \text{ А}$$

Принимается  $I_{н.а.} = 100 \text{ А}$ .

По прилож. Д выбирается ВА 58-31-3. Технические характеристики выбранного автомата представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4 Технические характеристик автомата ВА 58-31-3

$V_{н.а. В}$	$I_{н.а. А}$	$I_{нр. А}$	$I_{у(п)} А$	$I_{у(кз)} А$	$I_{откл. кА}$
380	100	80	$1,25 I_{нр}$	$7 \cdot I_{нр}$	25кА

3. Выбираются линии электроснабжения с учетом соответствия аппаратам защиты согласно условию:

$$I_{доп} > K_{зщ} I_{у(п)}$$

Линия с SFI:

Шинопровод ШМА1 запитан кабелем АВВГ, проложенным в металлической трубе в помещении с нормальной средой. Коэффициент защиты принимается  $K_{зщ} = 1$ .

Сечение кабеля выбираем по длительно-допустимому току с учетом соответствия аппарату защиты по условию:

$$I_{доп} > K_{зщ} \cdot I_{у(п)} = 1 \cdot 1,25 \cdot 400 = 500 \text{ А}$$

Выбираются три кабеля марки АВВГ -  $3 \times (3 \times 95)$ .

Согласно ПУЭ, длительно-допустимый ток для кабеля сечением 95 мм составит:

$$I_{доп} = 3 \times 170 \text{ А}$$

Условие  $I_{доп} > K_{зщ} \cdot I_{у(п)}$  выполняется, значит сечение кабеля выбрано правильно.

• Линия с SF:

Длительно-допустимый ток в линии:

$$I_{доп} > K_{зщ} \cdot I_{у(п)} = K_{зщ} \cdot 1,25 \cdot I_{н-р} = 1 \cdot 1,25 \cdot 80 = 100 \text{ А}$$

Выбирается провод марки АПВ  $3 \times (1 \times 50)$ .

По прилож. Ж длительно-допустимый ток для провода сечением  $50 \text{ мм}^2$  составит:  $I_{\text{доп}} = 130 \text{ А}$ . Так как условие  $I_{\text{доп}} > K_{\text{зщ}} \cdot I_{\text{у(п)}}$  выполняется, следовательно сечение провода выбрано правильно.

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 10

### Расчет токов короткого замыкания

Расчитать токи короткого замыкания (КЗ) – это значит: – по расчетной схеме составить схему замещения, выбрать точки КЗ; рассчитать сопротивления;– определить в каждой выбранной точке трехфазные, двухфазные и однофазные токи КЗ; – заполнить «Сводную ведомость токов КЗ».

Схема замещения представляет собой вариант расчетной схемы, в которой все элементы заменены сопротивлениями, а магнитные связи – электрическими. Точки КЗ выбираются на ступенях распределения и на конечном электроприемнике.

Точки КЗ нумеруются сверху вниз, начиная от источника.

Для определения токов КЗ используются следующие соотношения:

а) ток трехфазного короткого замыкания, кА:

$$I_k^{(3)} = \frac{V_k}{\sqrt{3}Z_k},$$

где  $V_k$  – линейное напряжение в точке КЗ, кВ;  $Z_k$  – полное сопротивление до точки КЗ, Ом;

б) ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)} = 0,87 \times I_k^{(3)},$$

в) ток однофазного короткого замыкания, кА:

$$I_k^{(1)} = \frac{V_{\text{кф}}}{Z_n + \frac{Z_T}{3}},$$

где  $V_{\text{кф}}$  – фазное напряжение в точке КЗ, кВ;  $Z_n^{(1)}$  – полное сопротивление петли фаза – нуль до точки КЗ, Ом;  $Z_T$  – полное сопротивление трансформатора однофазному КЗ, Ом;

г) ударный ток, кА:

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_k^{(3)},$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент, определяется по графику

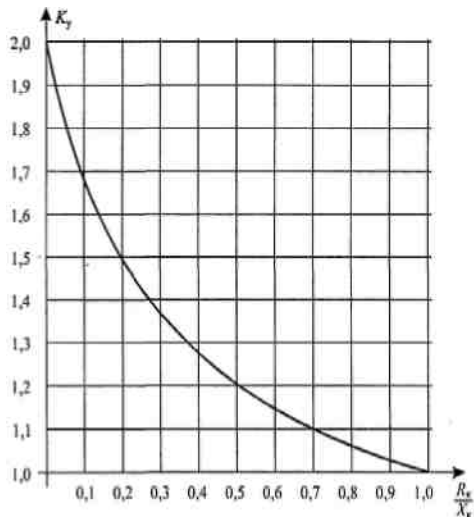


$$K_y = F \cdot \left( \frac{R_k}{X_k} \right).$$

д) действующее значение ударного тока, кА:

$$I_y = q \cdot I_k^{(3)}$$

где  $q$  – коэффициент действующего значения ударного тока.



$$K_y = F \left( \frac{R_k}{X_k} \right)$$

Рис. 3.4. Зависимость

$$Q = \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}.$$

Сопротивления схем замещения определяются следующим образом: 1. Для силовых трансформаторов по табл. И.1 прилож. И или расчетным путем из соотношений:

$$R_T = \Delta P_k \left( \frac{V_{\text{нн}}}{S_T} \right)^2 \cdot 10^6, \quad Z_T = U_k \frac{V_{\text{нн}}^2}{S_T} \cdot 10^4; \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2};$$

где  $\Delta P_k$  - потери активной мощности КЗ, кВт,  $U_k$  - напряжение КЗ, %;  $V_{\text{нн}}$  - линейное напряжение обмотки низкого напряжения (НН), кВ;  $S_T$  - полная мощность трансформатора, кВА.

2. Для трансформаторов тока сопротивления схем замещения определяются по табл. И.2 (прилож. И).

3. Для коммутационных и защитных аппаратов - по табл. И.3. Сопротивления зависят от номинального тока аппарата  $I_{\text{на}}$ .

4. Для ступеней распределения сопротивления схем замещения определяются по табл. И.4 (прилож. И).

5. Для линий электроснабжения кабельных, воздушных и шинопроводов из соотношений:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot L_{\text{л}};$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot L_{\text{л}};$$

где  $r_0$  и  $x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивления, мОм/м;  $L_{л}$  - протяженность линии, м.

Удельные сопротивления для расчета трехфазных и двухфазных токов КЗ определяются по таблицам И.6, И.7, И.8.

При отсутствии данных  $r_0$  можно определить расчетным путем:

$r_0 = 10^3 / \gamma S$ , где  $S$  - сечение проводника, мм;  $\gamma$  - удельная проводимость материала, м/(Ом мм).

Принимается:  $\gamma = 30$  м/(Ом  $\times$  мм<sup>2</sup>) - для алюминия,  $\gamma = 50$  м/(Ом  $\times$  мм<sup>2</sup>) - для меди,  $\gamma = 10$  м/(Ом  $\times$  мм<sup>2</sup>) - для стали.

При отсутствии данных  $x_0$  можно принять равным :

$x_0$  вл = 0,4 мОм/м - для ВЛ,

$x_0$  кл = 0,06 мОм/м - для КЛ,

$x_0$  пр = 0,09 мОм/м - для проводов,

$x_{0ш}$  = 0,15 мОм/м - для шинопроводов.

При расчете однофазных токов КЗ значение удельных индуктивных сопротивлений петли фаза-нуль принимается равным:

$X_{0п} = 0,15$  мОм/м - для КЛ до 1 кВ и проводов в трубах,

$X_{0п} = 0,6$  мОм/м - для ВЛ до 1 кВ,

$X_{0п} = 0,4$  мОм/м - для изолированных открыто проложенных проводов,

$X_{0п} = 0,2$  мОм/м - для шинопроводов.

Удельное активное сопротивление петли фаза-нуль определяется для любых линий по формуле:

$$r_{0п} = 2 r_0.$$

6. Для неподвижных контактных соединений значения активных переходных сопротивлений определяют по табл. И.8.

Примечание 1. При расчетах можно использовать следующие значения  $K_y$ :

$K_y = 1,2$  - при КЗ на ШНН трансформаторов мощностью до 400 кВА;

$K_y = 1,3$  - при КЗ на ШНН трансформаторов мощностью более 400 кВА;

$K_y = 1$  - при более удаленных точках;

$K_y = 1,8$  - при КЗ в сетях ВН, где активное сопротивление не оказывает существенного влияния. Сопротивления элементов на высоком напряжении приводятся к низкому напряжению по формулам:

$$R_{\text{нн}} = R_{\text{вн}} \left( \frac{V_{\text{нн}}}{V_{\text{вн}}} \right)^2; \quad X_{\text{нн}} = X_{\text{вн}} \left( \frac{V_{\text{нн}}}{V_{\text{вн}}} \right)^2;$$

где  $R_{\text{нн}}$  и  $X_{\text{нн}}$  - сопротивления, приведенные к НН, мОм;  $R_{\text{вн}}$  и  $X_{\text{вн}}$  - сопротивления на ВН, мОм;  $V_{\text{нн}}$  и  $V_{\text{вн}}$  - напряжение низкое и высокое, кВ.

Пример 3.4. Дано: расчетная схема (рис. 3.5а).

$L_{\text{ВН}} = 3$  км;

$L_{\text{кл1}} = 5$  м (длина линии электроснабжения от ШНН до ШМА1);

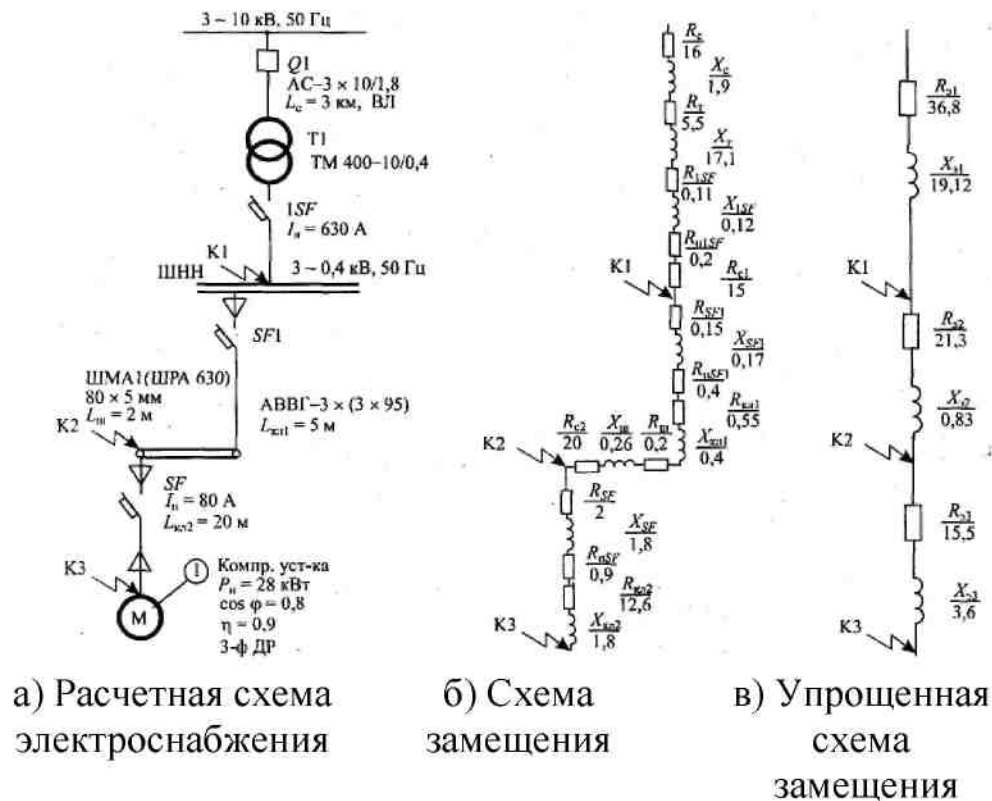
$L_{\text{ш}} = 2$  м (участок ШМА1 до ответвления);

$L_{\text{кл2}} = 20$  м (длина линии ЭСН от ШМА1 до потребителя).

Требуется:

– составить схему замещения, пронумеровать точки КЗ; – рассчитать сопротивления и нанести их на схему замещения; – определить токи КЗ в каждой точке и составить «Сводную ведомость токов КЗ».

Решение. Составляется схема замещения (рис. 3.5б) и нумеруются точки КЗ в соответствии с расчетной схемой.



Вычисляются сопротивления элементов и наносятся на схему замещения(рис.3.5б).

Для системы:

$$I_c = \frac{S_m}{\sqrt{3}V_c} = \frac{400}{1,73} = 23,1 \text{ А.}$$

Воздушная линия электропередач выполнена голым проводом марки АС-3 х 10 / 1,8;

$$I_{\text{доп}} = 84 \text{ А}; x_0 = 0,4 \text{ Ом/км};$$

$$x'_c = x_0 L_c = 0,4 \cdot 3 = 1,2 \text{ Ом};$$

$$r_0 = 10^3 / \gamma S = 10^3 / 30 \cdot 10 = 3,33 \text{ Ом/км};$$

$$R_c = r_0 L_c = 3,33 \cdot 3 = 10 \text{ Ом}.$$

Сопротивления приводятся к НН:

$$R_c = R_c (V_{\text{НН}} / V_{\text{ВН}})^2 = 10 \cdot (0,4 / 10)^2 \cdot 10^3 = 16 \text{ мОм};$$

$$X_c = X'_c (V_{\text{НН}} / V_{\text{ВН}})^2 = 1,2 \cdot (0,4 / 10)^2 \cdot 10^3 = 1,9 \text{ мОм}.$$

Для трансформатора по табл. И.1 определяем:

$$R_T = 5,5 \text{ мОм}, X_T = 17,1 \text{ мОм}; Z_T^{(1)} = 195 \text{ мОм}.$$

Для автоматов - по табл. И.3:

$$1SF \quad R_{1SF} = 0,11 \text{ мОм} \quad X_{1SF} = 0,12 \text{ мОм}; \quad R_{\text{H}1SF} = 0,2 \text{ мОм}$$

$$SF1 \quad R_{SF1} = 0,15 \text{ мОм}; \quad X_{SF1} = 0,17 \text{ мОм}; \quad R_{\text{H}SF1} = 0,4 \text{ мОм};$$

$$SF \quad R_{SF} = 2 \text{ мОм}; \quad X_{SF} = 1,8 \text{ мОм}; \quad R_{\text{H}SF} = 0,9 \text{ мОм}.$$

Для кабельных линий - по табл. И.5:

$$\text{КЛ1: } r_0 = 0,33 \text{ мОм/м}; \quad x_0 = 0,08 \text{ мОм/м}.$$

Так как в схеме три параллельных кабеля, то

$$r_0 = (1/3) \cdot r'_0 = (1/3)' 0,33 = 0,11 \text{ мОм/м};$$

$$R_{\text{кЛ1}} = r_0 L_{\text{кЛ1}} = 0,11 \cdot 5 = 0,55 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{кЛ1}} = x_0 L_{\text{кЛ1}} = 0,08 \cdot 5 = 0,4 \text{ мОм}.$$

$$\text{КЛ2: } r_0 = 0,63 \text{ мОм/м}; \quad x_0 = 0,09 \text{ мОм/м}.'$$

$$R_{\text{кЛ2}} = 0,63 \cdot 20 = 12,6 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{кЛ2}} = 0,09 \cdot 20 = 1,8 \text{ мОм}.$$

Для шинпровода ШРА 630 из табл. И.6 берем значения переходных сопротивлений:

$$r_0 = 0,1 \text{ мОм/м}; \quad x_0 = 0,13 \text{ мОм/м};$$

$$r_{\text{оп}} = 0,2 \text{ мОм/м}; \quad x_{\text{оп}} = 0,26 \text{ мОм/м};$$

$$R_{\text{ш}} = r_0 L_{\text{ш}} = 0,1 \cdot 2 = 0,2 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{ш}} = x_0 L_{\text{ш}} = 0,13 \cdot 2 = 0,26 \text{ мОм}.$$

Для ступеней распределения значения переходных сопротивлений берем из табл.

И.3:

$$R_{C1} = 15 \text{ мОм}; \quad R_{C2} = 20 \text{ мОм}.$$

По упрощенной схеме замещения вычисляются эквивалентные сопротивления на участках между точками КЗ и наносятся на схему (рис. 3.5в):

$$R_{\Sigma 1} = R_C + R_T + R_{1SF} + R_{H1SF} + R_{C1} = 16 + 5,5 + 0,11 + 0,2 + 15 = 36,8 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma 1} = X_C + X_T + X_{1SF} = 1,9 + 17,1 + 0,12 = 19,12 \text{ мОм};$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{SF1} + R_{HSF1} + R_{K11} + R_{III} + R_{C2} = 1,15 + 0,4 + 0,55 + 0,2 + 20 = 22,3 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{SF12} + X_{K11} + X_{III} = 0,17 + 0,4 + 0,26 = 0,83 \text{ мОм};$$

$$R_{\Sigma 3} = R_{SF} + R_{HSF} + R_{K12} = 2 + 0,9 + 12,6 = 15,5 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma 3} = X_{SF} + X_{K12} = 1,8 + 1,8 = 3,6 \text{ мОм}.$$

Вычисляются сопротивления до каждой точки КЗ и заносятся в «Сводную ведомость токов КЗ» (табл. 3.5.):

$$R_{K1} = R_{\Sigma 1} = 36,8 \text{ мОм}; \quad X_{K1} = X_{\Sigma 1} = 19,12 \text{ мОм};$$

$$Z_{K1} = \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2} = \sqrt{36,8^2 + 19,12^2} = 41,5 \text{ мОм};$$

$$R_{K2} = R_{\Sigma 1} + R_{\Sigma 2} = 36,8 + 21,3 = 58,1 \text{ мОм};$$

$$X_{K2} = X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2} = 19,12 + 0,83 = 19,95 \text{ мОм};$$

$$Z_{K2} = \sqrt{R_{K2}^2 + X_{K2}^2} = \sqrt{58,1^2 + 19,98^2} = 61,4 \text{ мОм};$$

$$R_{K3} = R_{K2} + R_{\Sigma 3} = 58,1 + 15,5 = 73,6 \text{ мОм};$$

$$X_{K3} = X_{K2} + X_{\Sigma 3} = 19,95 + 3,6 = 23,55 \text{ мОм};$$

$$Z_{K3} = \sqrt{R_{K3}^2 + X_{K3}^2} = \sqrt{73,6^2 + 23,55^2} = 77,3 \text{ мОм};$$

$$\frac{R_{K1}}{X_{K1}} = \frac{36,8}{19,12} = 1,9; \quad \frac{R_{K2}}{X_{K2}} = \frac{58,1}{19,95} = 2,9; \quad \frac{R_{K3}}{X_{K3}} = \frac{73,6}{23,55} = 3,1.$$

Определяются коэффициенты  $K_y$  (рис. 3.4.) и  $q$ :

$$K_{y1} = F\left(\frac{R_{K1}}{X_{K1}}\right) = F(1,9) = 1,0.$$

$$K_{y2} = F\left(\frac{R_{K2}}{X_{K2}}\right) = F(2,9) = 1,0.$$

$$K_{y3} = F\left(\frac{R_{K3}}{X_{K3}}\right) = F(3,1) = 1,0.$$

$$q_1 = \sqrt{1 + 2(K_{y1} - 1)^2} = \sqrt{1 + 2(1,0 - 1)^2} = 1.$$

$$q_2 = q_3 = 1.$$

Определяются трехфазные и двухфазные токи КЗ и заносятся в «Сводную ведомость токов короткого замыкания» (табл. 3.5).

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{V_{к1}}{\sqrt{3}Z_{к1}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 41,5} = 5,6 \text{ кА};$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{V_{к2}}{\sqrt{3}Z_{к2}} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 61,4} = 3,6 \text{ кА};$$

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{V_{к3}}{\sqrt{3}Z_{к3}} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 77,3} = 2,8 \text{ кА};$$

$$I_{у\kappa 1} = q_1 \cdot I_{к1}^{(3)} = 5,6 \text{ кА};$$

$$I_{у\kappa 2} = q_2 \cdot I_{к2}^{(3)} = 3,6 \text{ кА};$$

$$I_{у\kappa 3} = q_3 \cdot I_{к3}^{(3)} = 2,8 \text{ кА};$$

$$i_{у\kappa 1} = \sqrt{2}K_{y1} \cdot I_{к1}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,0 \cdot 5,6 = 7,9 \text{ кА};$$

$$i_{у\kappa 2} = \sqrt{2}K_{y2} \cdot I_{к2}^{(3)} = 1,41 \cdot 3,6 = 5,1 \text{ кА};$$

$$i_{у\kappa 3} = \sqrt{2}K_{y3} \cdot I_{к3}^{(3)} = 1,41 \cdot 2,8 = 4,0 \text{ кА};$$

$$I_{к1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к1}^{(3)} = 0,87 \cdot 5,6 = 4,9 \text{ кА};$$

$$I_{к2}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{к2}^{(3)} = 0,87 \cdot 3,6 = 3,1 \text{ кА};$$

$$I_{к3}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{к3}^{(3)} = 0,87 \cdot 2,8 = 2,4 \text{ кА};$$

Таблица 3.5 Сводная ведомость токов КЗ

Точка КЗ	R <sub>к</sub> , мОм	X <sub>к</sub> , мОм	Z <sub>к</sub> , мОм	R <sub>к</sub> /X <sub>к</sub>	K <sub>у</sub>	q	I <sup>(3)</sup> <sub>к</sub> , кА	I <sub>у</sub> , кА	I <sup>(3)</sup> <sub>∞</sub> , кА	I <sup>(2)</sup> <sub>к</sub> , кА	Z <sub>п</sub> , мОм	I <sup>(1)</sup> <sub>к</sub> , кА
К1	36,8	19,1	41,5	1,9	1,0	1	5,6	7,9	5,6	4,9	15	2,9
К2	58,1	19,9	61,4	2,9	1,0	1	3,6	5,1	3,6	3,1	36,9	2,2
К3	73,6	23,5	77,3	3,1	1,0	1	2,8	4,0	2,8	2,4	62,3	1,7

Составляется схема замещения для расчета однофазных токов КЗ (рис. 3.6) и определяются сопротивления.

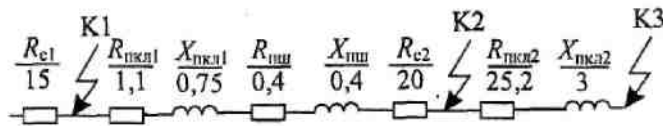


Рис. 3.6. Схема замещения для расчета 1-фазных токов КЗ

Для кабельных линий:

$$X_{пк1} = x_{0н}L = 0,15 \cdot 5 = 0,75 \text{ мОм};$$

$$R_{пк1} = 2r_0L_{к1} = 2 \cdot 0,11 \cdot 5 = 1,1 \text{ мОм};$$

$$R_{пш} = r_{0ш}L_{ш} = 0,26 \cdot 2 = 0,4 \text{ мОм};$$

$$X_{пш} = x_{0ш}L_{ш} = 0,26 \cdot 20,52 \text{ мОм};$$

$$R_{пк2} = 2r_0L_{к2} = 0,15 \cdot 20 = 3 \text{ мОм};$$

$$Z_{H1} = 15 \text{ мОм};$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{c1} + R_{\text{пкл}1} + R_{\text{пш}} + R_{c2} = 15 + 1,1 + 0,4 + 20 = 36,5 \text{ МОм};$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{\text{пкл}1} + X_{\text{пш}} = 0,75 + 0,52 = 1,27 = 1,3 \text{ МОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{R_{\Sigma 2}^2 + X_{\Sigma 2}^2} = \sqrt{36,5^2 + 1,3} = 36,9;$$

$$R_{\Sigma 3} = R_{\Sigma 2} + R_{\text{пкл}2} = 36,5 + 25,5 = 61,7 \text{ МОм};$$

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma 2} + X_{\text{пкл}2} = 1,3 + 3 = 4,3 \text{ МОм};$$

$$Z_{\Sigma 3} = \sqrt{R_{\Sigma 3}^2 + X_{\Sigma 3}^2} = \sqrt{61,7^2 + 4,3} = 62,3 \text{ МОм};$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{V_{\kappa\phi}}{Z_{n1} + Z_m^{(1)} / 3} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{15 + 195 / 3} = 2,9 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{V_{\kappa\phi}}{Z_{n2} + Z_m^{(1)} / 3} = \frac{0,22 \cdot 10^3}{36,9 + 195 / 3} = 2,2 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = \frac{V_{\kappa\phi}}{Z_{n3} + Z_m^{(1)} / 3} = \frac{0,22 \cdot 10^3}{62,3 + 195 / 3} = 1,7 \text{ кА}.$$

## 3.2 Задания для контрольных работ

### Задание 1

Требуется:

- рассчитать и выбрать компенсирующее устройство КУ;
- выбрать трансформатор с учетом КУ;

Данные для расчетов взять из табл. А1 (прилож. А).

### Содержание отчета

1. Начертить расчетную схему подключения компенсирующих устройств.
2. Расчетные данные внести в таблицу.
3. Ответить на контрольные вопросы.
4. Составить баланс реактивной мощности.

### Контрольные вопросы

1. Виды, условные обозначения, назначение компенсирующих устройств.
2. Методика расчета компенсирующего устройства.
3. Способы компенсации реактивной мощности.

## Задание 2.

1. Составить схему линии электроснабжения.
2. Выбрать аппарат защиты.
3. Выбрать сечение проводника.
4. Проверить правильность выбора проводника на соответствие выбранному аппарату защиты.

Данные взять из табл. 9.8

Таблица 3.6 Варианты индивидуальных заданий

Вариант	Категория ЭСН	S, м <sup>2</sup>	Номера		Вариант
1	1	450	4	5	16
2	2	500	2	24	17
3	3	550	3	7	18
4	2	600	23	6	19
5	3	400	8	19	20
6	1	450	9	18	21
7	3	500	10	11	22
8	1	550	11	10	23
9	2	600	12	22	24
10	1	600	13	25	25
11	2	550	14	24	26
12	3	500	15	26	27
13	2	450	16	27	28
14	3	400	17	28	29
15	1	350	18	29	30

Примечание. Наименования электроприемников даны в табл. А1 (прилож. А).

### Содержание отчета

1. Начертить схему линии электроснабжения.
2. Письменно ответить на контрольные вопросы.

### Контрольные вопросы

1. Виды, назначение, условные обозначения аппаратов защиты.
2. Условия выбора линий электроснабжения с учетом соответствия аппарату защиты.
3. Условия выбора автоматических выключателей.
4. Условия выбора предохранителей.
5. Условия выбора тепловых реле.



### Задание 3

Требуется: Расчитать токи короткого замыкания

Таблица 3.7 Варианты индивидуальных заданий

Вариант	№ ЭП	$L_{ВН}, \text{кМ}$	$L_{кп1}, \text{М}$	$L_{кп2}, \text{М}$	$L_{ш}, \text{М}$	$L_{ш}, \text{М}$	$L_{кп2}, \text{М}$	$L_{кп1}, \text{М}$	$L_{ВН}, \text{кМ}$	№ ЭП	Вариант
1	2	3	4	5	6	6	5	4	3	2	1
1	4	1,5	15	30	6	5,5	25	15	2	6	16
2	2	3	20	25	4,5	6	20	20	1,8	24	17
3	3	4,5	25	20	3	5,5	15	25	1,6	7	18
4	23	6	30	15	1,5	5	10	30	1,5	6	19
5	8	7,5	35	10	1	4,5	30	10	1,4	19	20
6	9	9	40	5	0,5	4	5	40	1,2	2	21
7	10	10,5	20	28	1	3,5	28	20	1	11	22
8	11	12	15	23	1,5	3	23	25	2,5	10	23
9	12	13,5	25	18	2	2,5	18	30	2,4	22	24
10	13	6	40	13	2,5	2	15	10	2,3	12	25
11	14	15	30	8	3	1,5	13	15	2,2	20	26
12	15	16,5	25	20	3,5	1	8	35	2,1	21	27
13	16	18	15	15	4	0,5	10	40	0,8	17	28
14	17	19,5	30	10	4,5	3	15	25	0,6	16	29
15	18	21	10	25	5	2	20	5	3	1	30

Примечание. Наименования электроприемников даны в табл. А1 (прилож. А).

#### Содержание отчета

1. Начертить расчетную схему, схему замещения.
2. Расчеты оформить в тетради.
3. Ответить на контрольные вопросы.

#### Контрольные вопросы

1. Основные понятия и соотношения токов КЗ.
2. Способы расчетов токов КЗ.
3. Электродинамическое и термическое действие токов КЗ.

## 4.Задания к выполнению курсовой работы

### Введение

Для определения расчетных нагрузок групп приемников необходимо знать установленную мощность (сумму номинальных мощностей) всех электроприемников группы и характер технологического процесса.

Расчет нагрузки может осуществляться:

1. по удельным расходам электроэнергии и плотностям нагрузки;
2. по коэффициенту спроса  $K_c$ . Определение расчетной нагрузки по коэффициенту спроса применяется при отсутствии данных и числе электроприемников и их мощности, об удельном потреблении электроэнергии на единицу продукции или удельной плотности нагрузок на  $1 \text{ м}^2$  площади цеха. В соответствии с методом коэффициента спроса допускается (на стадии проектного задания и при других ориентировочных расчетах) определять нагрузку предприятия

$$P_{\text{расч.}} = K_c P_{\text{ном}}$$

Значения коэффициента спроса зависят от технологии производства и приводятся в отраслевых инструкциях и справочниках.

3. По коэффициенту расчетной активной мощности  $K_p$ . Определение расчетной нагрузки по коэффициенту расчетной активной мощности применяются при наличии данных о числе ЭП, их мощности режиме работы для определения нагрузки на всех ступенях распределительных и питающих сетей (включая трансформаторы и преобразователи).

Цель курсовой работы. Определение расчетной нагрузок на низшем и высшем напряжении и расчет осветительной нагрузки:

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании элементов системы электроснабжения является основой для рационального решения всего комплекса вопросов связанных с электроснабжением промышленного предприятия.

Предварительная оценка электрических нагрузок завода связана с правильным выбором необходимого количества и мощности трансформаторов, защитных и компенсирующих устройств, проверки токоведущих элементов по току, по нагреву и потере напряжения.

## Пример расчета на низшем напряжении

Расчетный максимум нагрузок  $P_{\text{расч.нн}}$  элемента систем электроснабжения, питающих нагрузку напряжением до 1 КВ определяется по коэффициенту расчетной активной мощности.

Расчет производится по коэффициенту спроса  $k_c$ .

$$P_{\text{расч.ин}} = P_{\text{уст}} \cdot k_c$$

где  $P_p$  - расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$P_{\text{уст}}$  - установленная мощность цеха, кВт;

$k_c$  - коэффициент спроса.

$$Q_p = P_{\text{уст}} \cdot \tan \varphi$$

где  $Q_p$  - расчетная реактивная нагрузка цеха, кВАр;

$\tan \varphi$  - коэффициент реактивной мощности, соответствующий средневзвешенному коэффициенту мощности  $\cos \varphi$ , характерному для электроприемников данного режима работы.

Алгоритм расчета нагрузок рассмотрим на примере цеха (заводоуправление)

$$P_{\text{уст}} = 350 \text{ кВт.}$$

Коэффициент спроса и  $\cos \varphi$  зависят от технологии производства и приводятся в отраслевых инструкциях и справочниках (2).

Для первого цеха они таковы  $k_{c1} = 0.6$ ;  $\cos \varphi_1 = 0.8$ ;  $\tan \varphi_1 = 0.75$

$$P_{\text{р1нн}} = 350 \cdot 0.6 = 210 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{р1нн}} = 350 \cdot 0.6 \cdot 0.75 = 157,5 \text{ кВАр.}$$

где  $P_{\text{р1нн}}$  и  $Q_{\text{р1нн}}$  - расчетная активная и реактивная мощность.

## Пример расчета на высшем напряжении

Расчет нагрузок на высшем напряжении осуществляется с помощью коэффициента использования.

В проектируемом предприятии будет 4 потребителя на высшем напряжении - два компрессорных цеха, цех выработки конечной продукции и цех водоснабжения и канализации.

Пример расчета эл. нагрузок для компрессорного цеха завода.

Данные этого цеха:  $P_{\text{уст11вн}} = 6700$  кВт,  $k_{\text{и11вн}} = 0,8$ ,  $\cos \varphi_{11.вн} = 0,8$ ,  $\tan \varphi_{11.вн} = 0,75$

$$P_{\text{р11вн}} = P_{\text{уст11вн}} \cdot k_{\text{и11вн}}$$

$$P_{\text{р11вн}} = 6700 \cdot 0,8 = 5360 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р11вн}} = P_{\text{р11вн}} \cdot k_{\text{и11вн}} \cdot \tan \varphi_{11.вн}$$

$$Q_{p11BH} = 6700 * 0,8 * 0,75 = 4020 \text{ кВАр.}$$

где  $P_{p11BH}$  и  $Q_{p11BH}$  - расчетная активная и реактивная мощность цеха.

$k_{и}$  - коэффициент использования активной мощности.

Исходные данные для расчета

№ варианта	$P_{уст}, \text{ кВт}$	$K_{ci}$	$\cos \varphi_i$
1	350	0,6	0,8
2	200	0,7	0,8
3	300	0,4	0,8
6	400	0,4	0,8
7	450	0,4	0,8
5	2119,5	0,5	0,8
8	360	0,35	0,7
9	1500	0,7	0,8
10	530	0,75	0,9
12	1200	0,7	0,85
13	450	0,8	0,9
14	520	0,8	0,9
15	1150	0,7	0,8
16	420	0,8	0,9
18	470	0,8	0,92
19	4500	0,8	0,8
20	8500	0,8	0,8
21	7900	0,75	0,8
22	5600	0,8	0,8

### Расчет осветительной нагрузки предприятия

В качестве источника электрического освещения на промышленном предприятии используются газоразрядные лампы и лампы накаливания. Лампы накаливания используются в основном в качестве аварийного освещения, и служат для временного продолжения работы или для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Газоразрядные лампы на предприятии используются как основные источники света (составляют примерно 75% от общей мощности осветительной нагрузки), обеспечивающие нормальную работу производства.

### Исходные данные

№ варианта	F, м <sup>2</sup>	P <sub>уд</sub> , Вт/ м <sup>2</sup>	К <sub>со</sub>
1	1650	16,9	0,85
2	800	10,8	0,8
3	1200	10,8	0,9
4	5000	10,6	0,8
5	7200	15,9	0,9
6	2500	2,7	0,6
7	4500	3,98	0,6
8	1500	15,9	0,9
9	3600	5,3	0,8
10	2400	10,6	0,75
11	3600	8,0	0,8
12	2200	5,3	0,8
13	3500	10,6	0,75
14	3400	10,6	0,75
15	3600	10,6	0,8
16	2900	10,6	0,75
17	3700	8,0	0,8
18	2000	10,6	0,75
19	4200	12,3	0,8

# Приложение А

## Таблица А1 Технические данные электроприемников

№ п/п	Наименование электроприемника	Рн, кВт	n	Кн	cosφ	tgφ
1	Трехфазный ДР Компрессорная	28	5	0,65	0,8	
2	Вентиляторная установка	15	4	0,7		0,75
3	Насосная установка	55	8			
4	Станок фрезерный	11,5	14	0,14	0,5	1,73
5	Станок токарный	14	12			
6	Станок строгальный	11	10			
7	Станок карусельный	40	2			
8	Станок наждачный	2,8	5			
9	Станок винторезный	15	6			
10	Станок расточный	42	2			
11	Станок шлифовальный	3	15			
12	Станок слиткообдирочный	45	4			
13	Станок галтовочный	4	8			
14	Молот ковочный	15	7	0,24	0,65	1,17
15	Пресс штамповочный	4,5	12			
16	Автомат фрезерный	7,5	20	0,17		
17	Печь индукционная	8	4	0,75	0,35	2,67
18	Печь дуговая	30	4		0,87	0,56
19	Печь сопротивления	35	6	0,8	0,95	0,33
20	Конвейер ленточный	35	2	0,55	0,75	0,88
21	Транспортер роликовый	10	3			
22	Трехфазный ПКР Кран мостовой, ПВ = 25 %	30	2	0,05	0,5	1,73
23	Тележка подвесная, ПВ = 40 %	4	8	0,1	0,5	1,73
24	Тельфер транспортный, ПВ = 60 %	10	3			
25	Однофазный ПКР	28 кВ-А	5	0,2	0,4	2,29
26	Аппарат дуговой сварки, ПВ = 60 %	16 кВА	5	0,3 0,35	0,35	2,67
27	Аппарат стыковой сварки, ПВ = 25	14 кВ-А	5	0,35 0,55	0,55	1,51
28	Осветительная установка Лампы	9 ... 11			1	
29	Газоразрядные лампы			0,85 0,95	0,95	0,33