

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
АЭРОКОСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

В. Ф. Шишлаков, О. Я. Соленая, С. В. Соленый

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Учебное пособие



УДК 621.3.05

ББК 31.279

Ш65

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент *М. В. Бураков*;
кандидат технических наук, научный сотрудник *А. И. Савельев*

Утверждено

редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия

Шишлаков, В. Ф.

Ш65 Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие /
В. Ф. Шишлаков, О. Я. Соленая, С. В. Соленный. – СПб.: ГУАП,
2017. – 127 с.

ISBN 978-5-8088-1211-6

Учебное пособие содержит теоретические материалы по режимам работы электроэнергетических систем, подробные сведения по расчетам, связанным с выбором вариантов схем электроснабжения, технико-экономическим расчетам различных вариантов электрической сети, расчету и анализу режимов, а также рекомендации по оформлению пояснительной записки и графического материала для представления курсового проекта к защите. Предназначено для студентов очной и заочной формы обучения высших учебных заведений, обучающихся по направлениям подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», 13.05.02 «Специальные электромеханические системы», изучающих курс «Электроэнергетические системы и сети».

Подготовлено к публикации кафедрой электромеханики и робототехники по рекомендации методической комиссии института инновационных технологий в электромеханике и робототехнике ГУАП.

УДК 621.3.05

ББК 31.279

ISBN 978-5-8088-1211-6

- © Шишлаков В. Ф., Соленая О. Я.,
Соленный С. В., 2017
- © Санкт-Петербургский государственный
университет аэрокосмического
приборостроения, 2017

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Энергетика – одна из важнейших отраслей производства, четкое и надежное функционирование которой является залогом успешного развития экономики как государства в целом, так и каждого его сектора, в том числе государственного, акционерного, частного и т. д. Молодым специалистам предстоит заниматься совершенствованием режимов функционирования электроэнергетических систем, реконструкцией действующих сетей, модернизацией существующего и внедрением нового электротехнического оборудования, использованием современных информационных технологий для решения текущих задач эксплуатации и перспективных проблем развития, разумного и бережного использования всех видов материальных и трудовых ресурсов.

Электрические сети являются составными частями электроэнергетической постоянно развивающейся динамической системы. Изменения в электрических сетях могут быть связаны как с оперативными переключениями в схемах функционирующих сетей, так и с необходимостью подключения к ним новых потребителей.

В задачи курса входит получение знаний по основным вопросам расчета и проектирования электроэнергетических систем в объеме, достаточном для решения практических задач. В результате изучения дисциплины студенты должны знать следующее:

- основные принципы построения систем электроснабжения;
- методику расчета электрических нагрузок;
- схемы и конструктивное исполнение систем электроснабжения;
- особенности защиты и автоматизации систем электроснабжения;
- особенности применения в электроэнергетических системах устройств автоматического включения резервного источника питания (АВР), автоматического повторного включения выключателей линий (АПВ), автоматической частотной разгрузки промпредприятий (АЧР);
- автоматическое регулирование мощности компенсирующих установок в системе электроснабжения (СЭС).

Кроме того, студенты должны уметь:

- формулировать технические задания, использовать средства автоматизации при проектировании и технологической подготовке производства;
- выбирать рациональную схему электроснабжения потребителей;
- применять основы инженерного проектирования технических объектов;

– выбирать серийное и проектировать новое электротехническое и электроэнергетическое оборудование;

– использовать прикладное программное обеспечение для расчета параметров и выбора устройств электротехнического и электроэнергетического оборудования.

В учебном пособии изложены основные положения методики проектирования электрических сетей и технико-экономических расчетов, приведены рекомендации по возможной реконструкции электрической сети при выполнении курсового проекта.

Цель курсового проекта состоит в выборе оптимальной схемы присоединения узлов нагрузки и оценке допустимости электрических режимов, возникающих в электрической сети.

Исходными данными к проекту служат конфигурация и принципиальная схема электрической сети, длина линий электропередачи, марки проводов, данные трансформаторов и компенсирующих устройств, характеристики узлов нагрузки. Последними выступают электрические подстанции, предназначенные для электроснабжения предприятий, указанных в варианте отраслей промышленности. Узлы нагрузки задаются географическим расположением и величинами максимумов активной и реактивной мощности.

Курсовое проектирование преследует следующие цели:

– систематизировать, закрепить и расширить знания по направлению подготовки с целью дальнейшего применения этих знаний при решении конкретных научных, технических, экономических и производственных задач;

– характеризовать, насколько навыки самостоятельного решения организационно-технических и инженерных вопросов, близких по содержанию и форме к предстоящей инженерно-технической деятельности, освоены будущим специалистом;

– определить уровень подготовленности студентов к самостоятельной работе;

– выявить умение достаточно полно использовать передовые достижения науки и техники, современные методы технико-экономического анализа и обосновывать принимаемые организационные и технические решения.

Таким образом, курсовое проектирование вырабатывает, углубляет и закрепляет навыки ведения самостоятельной исследовательской, проектной и экспериментальной работы студентов в условиях современного производства, прогресса науки и техники в области электроэнергетики, борьбы за энергосбережение.

1. СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И ЕЕ КОМПОНЕНТЫ

Электрическая система представляет собой сложный объект. Сложность обусловлена рядом специфических особенностей:

- постоянное совпадение по времени процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии;
- непрерывность процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии и необходимость в связи с этим непрерывного контроля за этим процессом. Процесс передачи электроэнергии по цепи «генератор – электроприемник» возможен лишь при надежной электрической и магнитной связи на всем протяжении этой цепи;
- повышенная опасность электрического тока для окружающей среды и обслуживающего персонала;
- быстрое протекание процессов, связанных с отказом различных элементов основной технологической цепочки;
- многообразие функциональных систем и устройств, которые осуществляют технологию производства электроэнергии; управление, регулирование и контроль. Необходимость их постоянного и четкого взаимодействия;
- удаленность энергетических объектов друг от друга;
- зависимость режимов работы электрических систем от различных случайных факторов (погодные условия, режим работы энергосистемы, потребителей);
- значительный объем работ по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию большого количества разнотипного оборудования.

Ниже приводятся определения исходя из общности режима непрерывного процесса генерации, передачи, распределения, потребления электрической энергии. Фактическое выделение энергетических подразделений в настоящее время соответствует отдельным этапам непрерывного процесса электроснабжения и отражает форму собственности предприятия.

Итак, с позиций непрерывного процесса имеем следующие определения.

Электроэнергетическая система (энергосистема) – это совокупность установок и устройств, связанных общностью режима для непрерывного процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии (рис. 1.1). В состав энергосистемы входят:

- электрические станции (котлы, турбины, генераторы, трансформаторы),

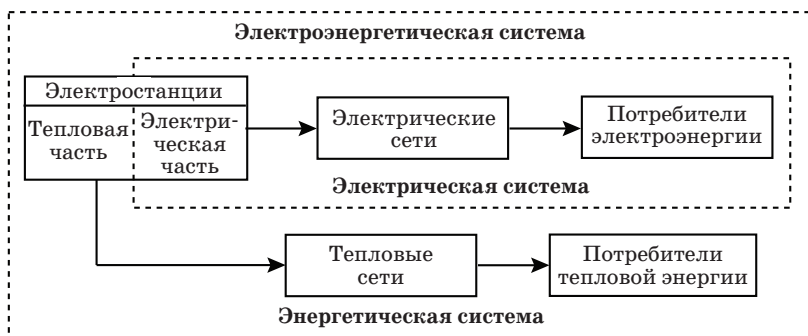


Рис. 1.1. Структурная схема электроэнергетической системы

- электрические сети (подстанции и линии электропередач) и потребители электрической энергии;
- тепловые сети и потребители тепловой энергии.

Электрическая система – часть энергосистемы, производящая, распределяющая и преобразующая электроэнергию. Из нее исключаются тепловые сети и тепловые потребители.

В состав электрической системы входят электрические части электрических станций, электрические сети, потребители электрической энергии.

Электростанциями называют предприятия, предназначенные для производства (генерации) электрической энергии. По особенностям технологического процесса преобразования энергии и виду используемого энергетического ресурса электростанции подразделяют на следующие:

- тепловые (ТЭС);
- атомные (АЭС);
- гидроэлектростанции (ГЭС);
- гидроаккумулирующие (ГАЭС);
- газотурбинные (ГТЭС);
- ветровые (ВЭС);
- солнечные (СЭС) и др.

Межсистемные связи – это линии передачи, связывающие электрические системы. Они характеризуются своим назначением, протяженностью и параметрами, к которым относятся род тока и значение напряжения. Поскольку входящие в объединенную электроэнергетическую систему энергосистемы взаимно связаны между собой, то возникает необходимость регулирования не только потоков мощности по отдельным линиям, но и так называемой обмен-

ной мощности, которая позволяет определить, является система генерирующей или потребляющей. Для фиксации обменной мощности необходимо получать информацию о сумме мощностей по всем линиям связи данной энергосистемы с другими.

Для реализации автоматического регулирования перетоков мощности или обменной мощности, а также для обеспечения автоматического ограничения мощности по отдельным линиям системы оборудуются техническими средствами, фиксирующими значение и направление передаваемой мощности, и средствами телемеханики, передающими нужную информацию в пункт формирования закона управления режимом работы линии.

Электрическая сеть – это совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций и линий электропередач (ЛЭП) (рис. 1.2).

Подстанция (ПС) – это электроустановка для преобразования и распределения электроэнергии, состоящая из трансформаторов и распределительных устройств (РУ).

Распределительное устройство служит для приема и распределения электроэнергии и содержит коммутационные аппараты, сборные шины, устройства релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА).

Линии электропередач делятся на воздушные и кабельные.

Воздушной линией (ВЛ) называется устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам, кронштейнам или стойками на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т. д.).

Основными элементами ВЛ являются провода для передачи электроэнергии (канал электроэнергии), грозозащитные тросы для защиты от атмосферных перенапряжений, опоры для подвески про-



Рис. 1.2. Принципиальная электрическая схема электроэнергетической системы

водов и тросов, изоляторы для изоляции проводов от опоры, линейная арматура для крепления проводов и тросов к изоляторам и опорам, а также для соединения проводов и тросов.

По конструктивному исполнению ВЛ могут быть одно- и двухцепными. Под понятием «цепь» обычно подразумевают три провода одной трехфазной ВЛ. Одноцепная ВЛ – на опорах расположены три провода (фазы) и могут быть тросы. Двухцепная ВЛ – две цепи на опоре.

Конструктивная часть ВЛ характеризуется типами опор, длина пролетов, конструкцией фазы и типами гирлянд изоляторов.

На рис. 1.3 показаны пролеты ВЛ, а также приведена характерная информация:

- расстояние между опорами называется *пролетом*, обозначено L ;
- расстояние по вертикали от прямой, соединяющей точки подвеса провода, до нижней точки провода в пролете (f) называется *стрелой провеса провода*;
- расстояние от нижней точки до земли называется *габаритом* (h).

Кабельной линией (КЛ) называется линия для передачи электроэнергии или ее отдельных импульсов, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами и крепежными деталями.

По сравнению с ВЛ КЛ намного дороже и имеет меньшую пропускную способность на единицу сечения из-за температурных ограничений изоляции. Кабелем называется одна или несколько изолированных токопроводящих жил, заключенных в герметическую

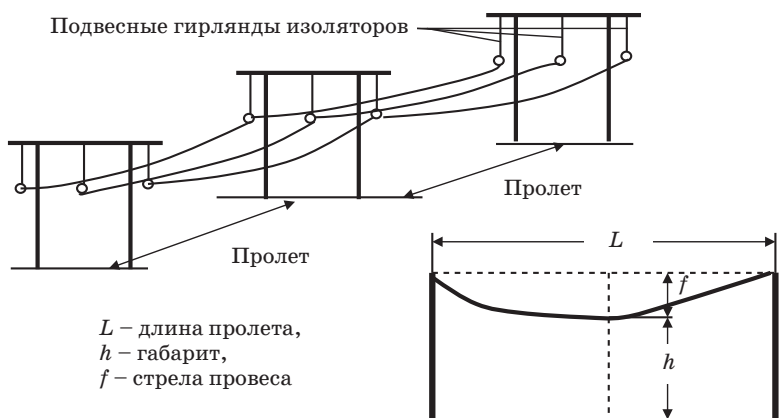


Рис. 1.3. Прокладка воздушных ЛЭП на опорах

оболочку, поверх которой при необходимости могут быть наложены защитные покрытия.

Так как передача электроэнергии экономически выгодна только по ЛЭП высокого напряжения, то энергия, которая вырабатывается на ЭС, преобразуется в энергию высокого напряжения при помощи трансформаторов ЭС.

Подстанции, на которых производится эта трансформация, называются *повышающими (питающими)*. На другом конце электропередачи строится *понижительная (приемная)* подстанция. Второе название условное, так как понизительная подстанция может быть одновременно и питающей.

Сборные шины – система шин, необходимая для связи различных электроустановок и аппаратов между собой.

Трансформаторный пункт (ТП) – это подстанция для преобразования и распределения электроэнергии потребителю (6/0,4 кВ).

Распределительный пункт (РП) – установка для распределения электроэнергии между электроприемниками.

Потребители электроэнергии или *электроприемники* – это электрооборудование, потребляющее электроэнергию и преобразующее ее в другие виды энергии. Приемником электрической энергии (ЭП) называется аппарат, механизм, предназначенный для преобразования электроэнергии в другой вид энергии. Также потребителем электроэнергии называется ЭП или группа ЭП, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Электроприемники, присоединенные к шинам ПС, ТП, РП, называются *электрической нагрузкой*.

Система электроснабжения (СЭС) охватывает всех потребителей города, включая промышленные предприятия, электротранспорт и т. д. Так, из суммарного расхода электроэнергии в Санкт-Петербурге 54% потребляют промышленные предприятия, 16% – бытовые потребители, 7% – электротранспорт, 5% – водопровод и канализация, 3% – теплоснабжение, 1,5% – учебные заведения, 2% – торговля и общественное питание, 1% – уличное освещение.

Режим системы – ее состояние в любой момент времени или на некотором интервале времени.

Установившийся режим – такое состояние системы, при котором ток в любой ветви и напряжение в любом узле остаются постоянными достаточно длительное время, причем режим должен быть симметричным для любой фазы трехфазной системы переменного тока.

Нормальный режим – установившийся режим, применительно к которому проектируется электрическая система и определяются технико-экономические характеристики.

Послеаварийный режим – установившийся режим, наступающий после аварийного отключения какого-либо элемента или ряда элементов системы.

Переходный режим – режим, во время которого система переходит от одного состояния к другому.

Параметры системы – показатели, зависящие от изменения режима.

Выделяют параметры режима и параметры схемы замещения.

К *параметрам режима* относятся напряжения в различных точках системы, токи в ее элементах, углы расхождения векторов ЭДС и напряжений, активные и реактивные мощности и т. д.

Схема замещения – совокупность схем замещения отдельных элементов сети, соединенных в той же последовательности, что и реальная схема.

Схема замещения для установившегося режима составляется на одну фазу с нейтралью.

Параметры схемы замещения – это сопротивления и проводимости.

2. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

2.1. Номинальные напряжения и область их использования

Выработка, передача и потребление электроэнергии выполняется при различных напряжениях: генерация – при напряжении до 30 кВ, передача – при напряжении 35 кВ и выше, потребление – при напряжении сотни и тысячи вольт.

Номинальным напряжением элементов электрической сети (электроприемников, генераторов, трансформаторов) называется то напряжение, на котором эти элементы имеют наиболее целесообразные технические и экономические характеристики.

Номинальные напряжения устанавливаются государственным стандартом (ГОСТ) и приведены в табл. 2.1, 2.2 [1].

Таблица 2.1

**Номинальные напряжения (до 1000 В)
переменного трехфазного тока, В**

Источники и преобразователи	42	230	400	690
Сети и электроприемники	40	220	380	660

Таблица 2.2

**Номинальные напряжения (более 1000 В)
переменного трехфазного тока, кВ**

Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы			
		без РПН		с РПН	
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки	Первичные обмотки	Вторичные обмотки
(3)	(3,15)	(3 и 3,15)	(3,15 и 3,3)	–	(3,15)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11
20	21	20	22	20; 21	22
35	–	35	38,5	35; 36,75	38,5
110	–	–	121	110; 115	115; 121
(150)	–	–	(165)	(158)	(158)
220	–	–	242	220; 230	230; 242
330	–	330	347	330	330

Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы			
		без РПН		с РПН	
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки	Первичные обмотки	Вторичные обмотки
500	–	500	525	500	–
750	–	750	787	750	–
1150	–	–	–	1150	–

Номинальные напряжения источников, которыми могут являться генераторы и синхронные компенсаторы (СК), по условиям компенсации потерь напряжения в питаемой сети принимаются на 5% выше номинальных напряжений сети.

Первичные обмотки трансформаторов являются приемниками электроэнергии, поэтому для повышающих трансформаторов их номинальные напряжения равны номинальным напряжениям генераторов; для понижающих трансформаторов – номинальным напряжениям сети или на 5% выше.

Вторичные обмотки трансформаторов питают последующую сеть. Чтобы скомпенсировать потерю напряжения в трансформаторах, их номинальные напряжения выше номинальных напряжений сети на 5–10%.

Каждая электрическая сеть характеризуется номинальным напряжением электроприемников, которые от нее питаются. В действительности электроприемники работают при напряжении, отличном от номинального напряжения из-за потерь напряжения.

Согласно ГОСТу при нормальном режиме работы сети напряжение, подводимое к электроприемникам, не должно отличаться от номинального больше чем на $\pm 5\%$. То есть напряжение U_1 не должно превышать номинальное более чем на 5%. Напряжение U_2 не должно быть ниже номинального более чем на 5% (рис. 2.1). Номинальное напряжение сети равно его среднему значению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{U_1 + U_2}{2}.$$

Напряжения 220 В, 3, 20 и 150 кВ считаются неперспективными и не рекомендуются для вновь проектируемых сетей.

В сети до 1000 В наибольшее распространение получило напряжение 380 В. Оно используется для питания осветительной нагруз-

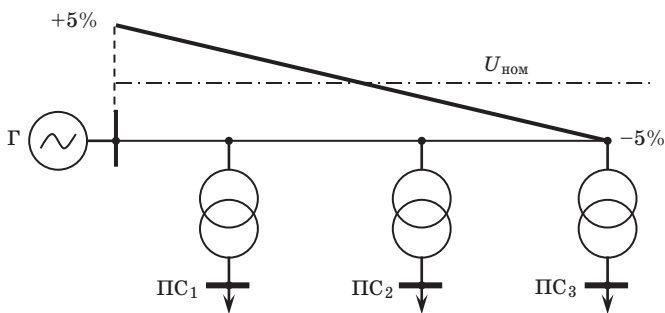


Рис. 2.1. Определение номинального напряжения сети

ки внутри и вне помещений, для питания мелкомоторной нагрузки промышленных предприятий.

Напряжение 660 В применяется в заводских сетях для питания электросиловой нагрузки.

Напряжения 6 и 10 кВ используются для распределительных сетей в городской и сельской местности.

Напряжения 35 и 110 кВ имеют наибольшее распространение. Напряжение 35 кВ используют в распределительных сетях. Напряжение 110 кВ выполняет две функции:

- питает крупные центры потребления энергии, т. е. выступает в роли системообразующего (в большей степени это относится к старым энергосистемам);

- питает подстанции небольшой мощности напряжением 110/10 кВ в зонах обслуживания потребителей 10 кВ, т. е. выступает в роли распределительного.

Напряжение 220 кВ применяют в энергосистемах с высшим напряжением 500 кВ при значительном росте нагрузок как наиболее перспективное по отношению к напряжению 110 кВ.

Напряжения 330 кВ и выше играют роль системообразующих напряжений.

2.2. Классификация электрических сетей

Электрические сети классифицируются:

- по роду тока;
- по номинальному напряжению;
- по конструктивному исполнению;
- по расположению;
- по конфигурации;

- по степени резервированности;
- по выполняемым функциям;
- по характеру потребителей;
- по назначению в схеме электроснабжения;
- по режиму работы нейтрали.

По роду тока различают сети *переменного* и *постоянного* тока. Основное распространение получили сети трехфазного переменного тока.

Однофазными выполняются внутриквартирные сети. Они проектируются как ответвление от трехфазной четырехпроводной сети.

Сети постоянного тока используются в промышленности (электрические печи, электролизные цехи) и для питания городского электротранспорта.

Постоянный ток используется для передачи энергии на большие расстояния. Но на постоянном токе работает только ЛЭП: в начале и в конце ЛЭП строятся преобразовательные подстанции, на которых происходит преобразование переменного тока в постоянный и обратно. Использование постоянного тока обеспечивает устойчивую параллельную работу генераторов ЭС.

Также постоянный ток используется для организации связи электроэнергетических систем. При этом отклонение частоты в каждой системе практически не отражается на передаваемой мощности.

Существуют передачи пульсирующего тока. В них электроэнергия передается по общей линии одновременно переменным и постоянным токами. У такой передачи увеличивается пропускная способность по отношению к ЛЭП переменного тока и облегчается отбор мощности по сравнению с ЛЭП постоянного тока.

По напряжению, согласно ГОСТу, сети делятся на *сети напряжением до 1000 В* и *сети напряжением выше 1000 В*.

В технической литературе встречается и такое деление:

- сети низких напряжений (220–660 В);
- сети средних напряжений (6–35 кВ);
- сети высоких напряжений (110–220 кВ);
- сети сверхвысоких напряжений (330–750 кВ);
- сети ультравысоких напряжений (более 1000 кВ).

По конструктивному исполнению различают *воздушные* и *кабельные сети*, *электропроводки* и *токопроводы*.

Токопровод – это установка для передачи и распределения электроэнергии, используемая на промышленных предприятиях. Состоит из неизолированных или изолированных проводников, изоляторов, защитных оболочек и опорных конструкций.

Электропроводки предназначены для выполнения сетей в зданиях.

По расположению сети делятся на *наружные* и *внутренние*. Наружные выполняются неизолированными (голыми) проводами и кабелями. Внутренние выполняются изолированными проводами.

По конфигурации сети делятся на *разомкнутые* (рис. 2.2) и *замкнутые* (рис. 2.3).

Разомкнутые сети питаются от одного источника питания (ИП) и передают электроэнергию к потребителям только в одном направлении.

В замкнутых сетях электроприемники получают питание по меньшей мере с двух сторон. Различают простые замкнутые сети и сложноразомкнутые сети. Простые замкнутые сети имеют один замкнутый контур, сложноразомкнутые – несколько.

К простым замкнутым сетям относятся кольцевая сеть и сеть с двухсторонним питанием.

По степени резервированности сети делятся на *нерезервированные* и *резервированные*. Замкнутые сети всегда резервированные, потому что при отключении любой ЛЭП или любого ИП ни один из потребителей не потеряет питание. Магистральные сети, выполненные одной цепью, являются нерезервированными, так как часть или все потребители теряют питание в зависимости от места повреждения и мест установки коммутационной аппаратуры. Магистральные сети, выполненные двумя цепями, являются резервированными.

По выполняемым функциям различают *системообразующие*, *питающие* и *распределительные* сети.

Системообразующие сети – это сети напряжением 330 кВ и выше. Выполняют функцию формирования энергосистем, объединяя мощные ЭС и обеспечивая их функционирование как *единого* объекта

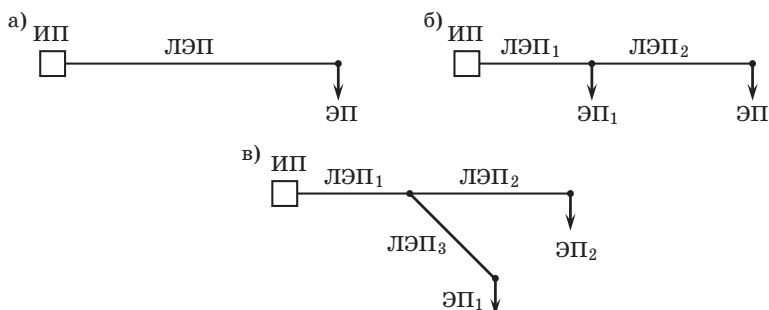


Рис. 2.2. Типы разомкнутых сетей: а – радиальная; б – магистральная; в – магистральная с ответвлением

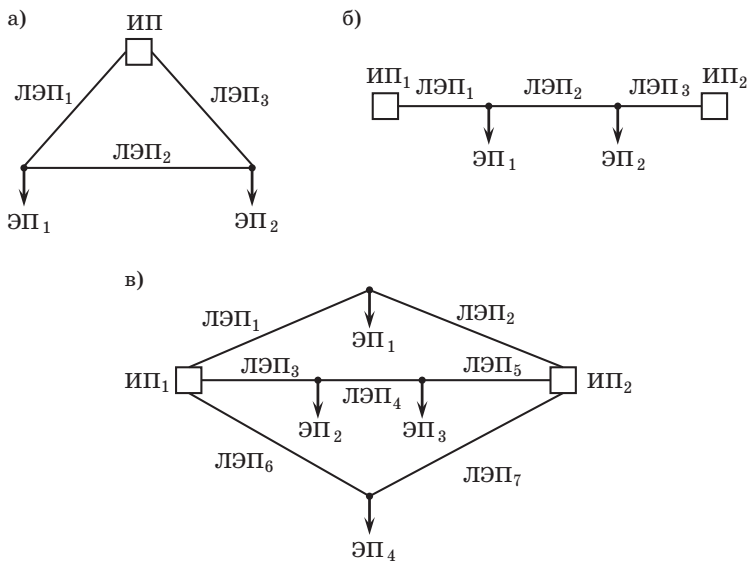


Рис. 2.3. Типы замкнутых сетей: а – кольцевая; б – с двухсторонним питанием; в – сложнзамкнутая

управления. Они характеризуются большим радиусом охвата, значительными нагрузками. Сети выполняются по сложнзамкнутым многоконтурным схемам с несколькими ИП.

Питающие сети предназначены для передачи электроэнергии от подстанций системообразующей сети и от шин 110–220 кВ ЭС к районным подстанциям. Питающие сети обычно замкнуты. Их напряжение 110–220 кВ.

Распределительная сеть предназначена для передачи электроэнергии на небольшие расстояния от шин низшего напряжения районных ПС непосредственно к потребителям. Такие сети выполняются по разомкнутым схемам. Различают распределительные сети высокого (более 1000 В) и низкого (до 1000 В) напряжения.

По характеру потребителей сети делятся на *городские, промышленные и сельские*.

Городские сети характеризуются высокой плотностью электрических нагрузок (до 12 МВ·А/км²) и большим количеством различных потребителей.

К промышленным сетям относятся сети промышленных предприятий. Эти сети делятся на сети *внешнего и внутреннего электроснабжения*.

Напряжение зависит от близости к питающей ПС. Если она расположена вблизи предприятия, то напряжение внешнего электроснабжения 6–10 кВ, а внутреннего – до 1000 В. Если питающая ПС расположена далеко, то напряжение внешнего электроснабжения повышается.

Для промышленных сетей существует понятие «глубокого ввода», когда высокое напряжение (220–330 кВ) заводится на территорию завода, минуя дополнительные трансформации. В этом случае в схеме внутреннего электроснабжения используется напряжение 6–35 кВ.

Сельские сети – сети напряжением 0,4–110 кВ. Они предназначены для питания небольших населенных пунктов, сельскохозяйственных предприятий. Отличаются большой протяженностью и малой плотностью нагрузки (до 15 кВ·А/км²). Сельские сети выполняются в основном воздушными ЛЭП по разомкнутым схемам.

По назначению в схеме электроснабжения сети делятся на *местные и районные*.

Местные сети охватывают площади радиусом до 30 км. Они имеют малую плотность нагрузки и напряжение до 35 кВ включительно. Это сельские, коммунальные и фабрично-заводские сети. К местным сетям относятся «глубокие вводы» напряжением 110 кВ.

Районные сети охватывают большие районы и имеют напряжение 110 кВ и выше. По районным сетям осуществляется передача электроэнергии от ЭС в места ее потребления. К районным сетям относятся основные сети системы, магистральные ЛЭП внутрисистемной связи и межсистемные связи.

По режиму работы нейтрали сети делятся на следующие виды:

- сети с изолированной нейтралью;
- сети с компенсированной нейтралью;
- сети с эффективно заземленной нейтралью;
- сети с глухозаземленной нейтралью.

Режим работы нейтрали определяется способом соединения нейтрали силового электрооборудования с землей.

В сетях с изолированной нейтралью электроустановки не имеют связи с землей, а для защиты электроустановок изолируются токоведущие части.

В сетях с компенсированной нейтралью имеется связь с землей через дугогасительную катушку.

В сетях с глухозаземленной нейтралью присутствует непосредственная связь с землей.

В сетях с эффективно заземленной нейтралью часть нейтралей трансформаторов заземлена, часть – разземлена (в нейтраль включены разъединитель и разрядник).

Выбор режима работы нейтрали в сети до 1000 В определяется безопасностью работ, в сети выше 1000 В – двумя причинами:

- стоимостью изоляции оборудования;
- величиной токов однофазного короткого замыкания на землю.

В соответствии с [7] электроустановки до 1000 В работают либо с глухозаземленной, либо с изолированной нейтралью.

В первом случае имеем четырехпроводную сеть. Замыкание любой фазы на землю приводит к короткому замыканию в сети (ток повреждения большой). Предохранитель поврежденной фазы перегорает, а две здоровые фазы остаются в работе при фазном напряжении.

Во втором случае имеем трехпроводную сеть. В такой сети замыкание фазы на землю не приводит к значительному росту тока в месте повреждения, фаза не отключается. Фазные напряжения неповрежденных фаз возрастают до линейных значений, т. е. возрастают в $\sqrt{3}$ раз.

В обоих случаях изоляция рассчитывается на линейное напряжение.

Сети напряжением 6–35 кВ считаются сетями с малыми токами замыкания на землю (до 500 А). Работают они либо с изолированной, либо с компенсированной нейтралью.

В сети с изолированной нейтралью при касании фазы на землю напряжение этой фазы становится равным нулю, а на здоровых фазах возрастает до линейного значения (рис. 2.4, а). Поэтому изоляция должна быть рассчитана на линейное напряжение. Емкостный ток в поврежденной фазе равен нулю, а в неповрежденных фазах увеличивается в $\sqrt{3}$ раз (рис. 2.4, б).

Суммарный емкостный ток, равный $3 I_0$, будет протекать через место замыкания фазы на землю и ИП. Если величина этого тока в сети 6–10 кВ превышает 30 А, а в сети 35 кВ – 10 А, то в нейтраль трансформаторов необходимо включить дугогасительную катушку. Ее индуктивный ток складывается с емкостным током замыкания на землю, который может быть скомпенсирован частично или полностью.

Сети 6–35 кВ не требуют немедленного отключения и могут работать несколько часов. Но повреждение можно обнаружить только при поочередном отключении потребителей.

Сети напряжением 110 кВ и выше считаются сетями с большими токами замыкания на землю (свыше 500 А). Они не могут работать

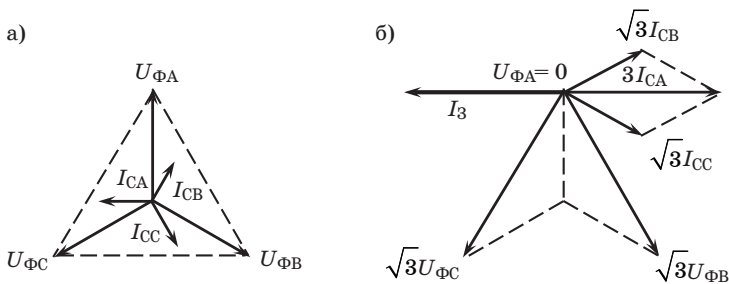


Рис. 2.4. Векторные диаграммы напряжений и токов:
 а – нормальный режим; б – замыкание фазы А на землю

с изолированной нейтралью, так как изоляция в этом случае должна рассчитываться на линейное напряжение, а это дорогостоящее мероприятие. Поэтому сети работают с заземленной нейтралью. При этом ток однофазного короткого замыкания (КЗ) может превышать ток трехфазного КЗ. В этом случае коммутационная аппаратура должна выбираться по большему току, т. е. однофазному.

В месте повреждения в таких сетях возникает электрическая дуга с большим током. Дуга гасится при отключении повреждения. Так как большинство КЗ являются самоустраняющимися, то для проверки линия включается вновь под действием автоматического повторного включения (АПВ). Если КЗ самоустранилось, то ЛЭП остается в работе, если нет, то повреждение отключается вновь.

В переходном режиме и при коммутациях в сети возникают внутренние перенапряжения. Величина перенапряжения влияет на выбор изоляции, и ее стараются ограничить. Для этого заземляют нейтрали оборудования. Чем больше заземленных нейтралей, тем меньше величина перенапряжения, но при этом больше величина тока однофазного КЗ.

В сетях 110 кВ поступают следующим образом. Часть нейтралей разземляют, чтобы величина токов однофазного КЗ не превышала величину токов трехфазного КЗ. Заземляют нейтрали трансформаторов на электростанциях, узловых подстанциях и на тупиковых потребительских подстанциях. Напряжение на неповрежденных фазах по отношению к земле в установившемся режиме не должно быть больше $0,8 U_{\text{НОМ}}$ (линейного). Такие сети называются сетями с эффективно заземленной нейтралью.

В сетях 220 кВ и выше применяют глухое заземление нейтрали всех трансформаторов. В этом напряжение на неповрежденных

фазах по отношению к земле в установившемся режиме не превышает фазное. Коммутационная аппаратура выбирается по большому току КЗ.

2.3. Баланс мощностей в энергосистеме

Передача электроэнергии по ЛЭП электромагнитными волнами осуществляется со скоростью, близкой к скорости света, т. е. практически мгновенно. Это приводит к тому, что производство, распределение и потребление электроэнергии происходит одновременно. Поэтому в любой момент времени установившегося режима системы должны вырабатывать мощность, равную мощности потребителей и потерям мощности в элементах системы. Другими словами, в энергосистеме должен быть баланс выдаваемой и потребляемой мощностей [2]:

$$\begin{aligned}\sum P_{\Gamma} &= \sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{H}} + \sum \Delta P; \\ \sum Q_{\Gamma} &= \sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{H}} + \sum \Delta Q,\end{aligned}\tag{2.1}$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – активная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды электростанций; $\sum P_{\Pi}$ – суммарная потребляемая активная мощность, складываемая из мощности нагрузок $\sum P_{\text{H}}$ и потерь мощности $\sum \Delta P$; $\sum Q_{\Gamma}$ – реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды электростанций, а также реактивная мощность дополнительных источников реактивной мощности; $\sum Q_{\Pi}$ – суммарная потребляемая реактивная мощность, складываемая из мощности нагрузок $\sum Q_{\text{H}}$ и потерь мощности $\sum \Delta Q$.

Потери активной мощности включают в себя потери мощности в воздушных и кабельных ЛЭП, электромагнитных аппаратов и устройств управления режимами системы.

Суммарные потери реактивной мощности – это алгебраическая сумма потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях воздушных и кабельных ЛЭП, трансформаторах, мощности намагничивания и рассеяния электромагнитных аппаратов.

При неизменном составе нагрузок активная и реактивная мощности, потребляемые системой, являются функцией частоты и напряжения на шинах потребителей. Баланс мощностей в системе отвечает некоторым определенным значениям частоты и напряжения.

При изменении их значений изменяются в той или иной степени правая и левая части уравнения баланса.

Количественную оценку изменения величин, входящих в уравнение баланса, можно выполнить по статическим характеристикам нагрузки (потребителей) P_{Π} и Q_{Π} .

Статические характеристики представляют собой зависимости потребляемой активной и реактивной мощностей от частоты и напряжения ($P_{\Pi} = F(U)$, $P_{\Pi} = F(f)$, $Q_{\Pi} = F(U)$ и $Q_{\Pi} = F(f)$) при таких малых их изменениях, что каждый новый режим может считаться установившимся. Они приведены на рис. 2.5.

Проанализируем величины производных $\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U}$, $\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U}$, $\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f}$ и $\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f}$ при незначительных изменениях напряжения и частоты в окрестностях точки ($U_{\text{НОМ}}$, $f_{\text{НОМ}}$):

$$\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} > 0; \quad \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} > 0; \quad \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} > 0 \quad \text{и} \quad \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} < 0. \quad (2.2)$$

Исходя из вида статических характеристик, можно записать:

$$\left| \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \right| \gg \left| \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \right| \quad \text{и} \quad \left| \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \right| \gg \left| \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \right|. \quad (2.3)$$

Предположим, что в первоначальном режиме уравнение баланса выполняется при значениях напряжения и частоты равных U_0 и f_0 :

$$P_{\Pi}(U_0, f_0) = P_{\Gamma}(U_0, f_0); \quad (2.4)$$

$$Q_{\Pi}(U_0, f_0) = Q_{\Gamma}(U_0, f_0).$$

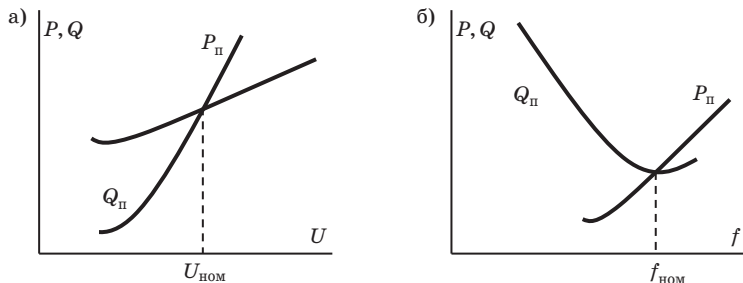


Рис. 2.5. Статические характеристики мощности:
а – по напряжению; б – по частоте

При незначительном изменении мощности источников на величину $\Delta \underline{S}_r = \Delta P_r + j\Delta Q_r$ изменятся и уравнения баланса.

При разложении в ряд Тейлора функций $P_{\Pi}(U, f)$ и $Q_{\Pi}(U, f)$ в окрестностях точки (U_0, f_0) при учете только производных первого порядка получим:

$$\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta f = \Delta P_r; \quad (2.5)$$

$$\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta f = \Delta Q_r.$$

Запишем в матричной форме систему (2.5):

$$\begin{vmatrix} \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} & \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \\ \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} & \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \Delta U \\ \Delta f \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \Delta P_r \\ \Delta Q_r \end{vmatrix}. \quad (2.6)$$

Решаем уравнение (2.6) относительно приращений $\Delta U, \Delta f$:

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta} \cdot \left(\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta P_r - \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta Q_r \right); \quad (2.7)$$

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta} \cdot \left(-\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta P_r + \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta Q_r \right), \quad (2.8)$$

где определитель матрицы равен

$$\Delta = \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} - \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U}.$$

Проанализируем полученное решение с помощью статических характеристик нагрузки. Допустим, что происходит увеличение генерируемой активной мощности при неизменной реактивной мощности, т. е. $\Delta P_r > 0$ и $\Delta Q_r = 0$. В этом случае уравнения (2.7) и (2.8) имеют вид

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta P_r; \quad (2.9)$$

$$\Delta f = -\frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta P_r. \quad (2.10)$$

Проанализируем полученное решение. Учитывая знаки производных (см. формулы (2.2)), значение определителя будет отрицательным: $-\Delta < 0$.

Так как

$$\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} > 0, \quad \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} < 0,$$

то приращения напряжения и частоты будут положительными ($\Delta U > 0, \Delta f > 0$).

Согласно (2.3)

$$\left| \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \right| \gg \left| \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \right|.$$

Поэтому частота увеличивается в большей степени, чем напряжение.

Анализируем дальше. Происходит увеличение генерируемой реактивной мощности при неизменной активной мощности, т. е. $\Delta Q_{\Gamma} > 0$ и $\Delta P_{\Gamma} = 0$. В этом случае уравнения (2.7) и (2.8) имеют вид

$$\Delta U = -\frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta Q_{\Gamma}; \quad (2.11)$$

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta Q_{\Gamma}. \quad (2.12)$$

Так как $\Delta < 0$, $\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} > 0$, $\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} > 0$, то приращение $\Delta U > 0$, а $\Delta f < 0$. А поскольку $\left| \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \right| \gg \left| \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \right|$, напряжение будет увеличиваться в большей степени, чем частота.

Из анализа баланса мощностей в энергосистеме следует, что для регулирования напряжения нужно воздействовать в первую очередь на реактивную мощность, а для регулирования частоты надо изменять активную мощность [4].

Поэтому в задачу регулирования режима входят подразделы:

- регулирование активной мощности и частоты в энергосистеме;
- регулирование реактивной мощности и напряжения в энергосистеме.

Такое разделение объясняется и физикой процесса производства электроэнергии. Частота тока определяется частотой вращения синхронных машин, зависящей от соотношения вращающего

и тормозного моментов на валу агрегата турбина-генератор. Для изменения их соотношения нужно изменить (увеличить или уменьшить) впуск энергоносителя в турбину. При этом изменяется выработка активной мощности, частота вращения синхронных машин и, как следствие, частота тока в энергосистеме.

Кроме того, следует учитывать следующее:

- к изменению частоты в энергосистеме предъявляются более жесткие требования, чем к изменению напряжения;
- для каждой электростанции задается оптимальный график работы;
- помимо генераторов существуют дополнительные источники реактивной мощности, которые можно устанавливать в местах, более близких к потребителям.

2.4. Регулирование частоты и активной мощности в энергосистеме

Качество электроэнергии в большой степени зависит от стабильности частоты в энергосистеме. Значительное отклонение частоты от ее номинального значения (50 Гц) нарушает технологические процессы практически во всех отраслях экономики, в том числе и в электроэнергетике. Снижение частоты приводит к снижению скорости вращения двигателей, что приводит к снижению производительности.

Например, при снижении частоты на 10% производительность насосов резко снижается, стремясь к нулю. Если частота снижается незначительно, то наступает новое состояние (баланс) между выработкой и потреблением активной мощности, но уже при сниженных значениях частоты и нагрузки.

Снижение частоты вызывает существенный рост реактивной нагрузки потребителей из-за увеличения магнитной индукции в асинхронных двигателях и трансформаторах и приводит к снижению напряжения в электрической сети.

Уменьшение частоты в энергосистеме происходит в тех случаях, когда активная нагрузка в энергосистеме оказывается больше располагаемой мощности электростанций. Изменение частоты при этом происходит одновременно и одинаково во всей энергосистеме.

Причинами нарушения баланса мощности могут быть:

- аварийное отключение генератора;
- неожиданный (неплановый) рост потребления мощности, например при снижении температуры;

– аварийное отключение линии или трансформатора связи.

Поясним последнюю причину. Допустим, две системы соединены линией электропередачи (линия связи). При связанной работе обеих систем соблюдается баланс мощности:

$$\sum P_{r1} + \sum P_{r2} = \sum P_{п1} + \sum P_{п2}.$$

Предположим, что в первой системе генерация мощности превышает ее потребление $\sum P_{r1} > \sum P_{п1}$, а во второй наоборот – $\sum P_{r2} < \sum P_{п2}$. Пока обе системы работают объединенно (параллельно), баланс мощности выполняется и в обеих системах поддерживается одинаковая частота.

При отключении ЛЭП связи баланс активной мощности в каждой системе нарушается. В первой системе при избытке генерируемой активной мощности частота будет возрастать. Во второй системе при дефиците генерируемой активной мощности частота будет снижаться.

Частота в энергосистеме оценивается по показателю отклонения частоты. *Отклонение частоты* – это отличие фактического значения частоты от номинального значения, выраженное в Гц или процентах:

$$\Delta f = f - f_{\text{НОМ}}; \quad \Delta f = \frac{f - f_{\text{НОМ}}}{f_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%.$$

Допускается нормальное отклонение частоты в пределах $\pm 0,2$ Гц и максимальное – $\pm 0,4$ Гц для нормального режима работы энергосистемы. В послеаварийных режимах допускается отклонение частоты от $+0,5$ Гц до -1 Гц общей продолжительностью за год не более 90 часов. Согласно [7] возможность снижения частоты ниже 45 Гц должна быть исключена полностью, время работы с частотой менее 47 Гц не превышает 20 с, а с частотой менее 48,5 Гц – не больше 60 с.

Превышение генерации активной мощности над ее потреблением приводит к увеличению частоты. Его можно ликвидировать, снизив выработку мощности генераторами или отключив часть из них. Понижение частоты при $\sum P_r < \sum P_{п}$ требует мобилизации резерва мощности или автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Таким образом, во всех режимах работы энергосистемы должен быть определенный резерв мощности, который реализуется при росте нагрузки.

Резерв может быть горячим и холодным.

Горячий резерв – это генераторы, работающие с мощностью меньше номинальной.

Холодный резерв – это остановленные генераторы. Для их ввода в работу требуется значительное время.

Суммарный необходимый резерв мощности складывается из *нагрузочного, ремонтного и аварийного*.

Нагрузочный резерв предназначен для покрытия случайных колебаний нагрузки сверх учтенного в балансе регулярного максимума нагрузки.

Ремонтный резерв обеспечивает возможность проведения планово-предупредительных ремонтов оборудования электростанций.

Аварийный резерв нужен для замены агрегатов, которые выбыли из строя в результате аварии.

Кроме резерва мощности на электростанциях необходим резерв энергии: на тепловых электростанциях должен быть обеспечен запас топлива, а на гидроэлектростанциях – запас воды в водохранилище.

Если резерв мощности на станциях исчерпан, а частота продолжает снижаться, то в действие вступают устройства АЧР. Под действием АЧР отключаются наименее ответственные потребители, и в системе восстанавливается баланс активной мощности. В первую очередь отключаются потребители III категории надежности.

Возможны аварии, когда объем АЧР оказывается малым для удержания частоты в энергосистеме. В таких случаях прибегают к крайним мерам по сохранению собственных нужд электростанций. В этом случае от системы отключают один-два генератора и переключают на них питание собственных нужд. Отделение генераторов происходит автоматически с помощью устройств частотного деления. Например, для ТЭС деление происходит при снижении частоты до 46,5 Гц.

В системе частота регулируется на одной из крупных электростанций системы. Эта станция работает по ориентировочному графику нагрузки. Остальные станции системы работают по заданному графику, исходя из экономического распределения мощности между ними. При необходимости в помощь станции, ведущей частоту, выделяется еще одна или две станции.

При объединении энергосистем обязанности ведущей частоту возлагаются на наиболее мощную энергосистему. Остальные энергосистемы оказывают влияние только на регулирование частоты и перетоков мощности в линиях межсистемной связи.

2.4.1. Регулирование частоты вращения турбины

В электрической системе, состоящей из ряда станций и нагрузок, различают следующие виды изменения частоты:

– быстрые и средние (мгновенные или текущие), происходящие во время переходных процессов, связанных с изменением скорости вращения генераторов;

– относительно медленные, характерные для всей системы.

Медленные изменения частоты определяются эквивалентной инерцией всех машин системы, действием регуляторов скорости (АРС) и регуляторов частоты (АРЧ).

Регуляторы скорости называют первичными регуляторами частоты. В зависимости от величины возмущения они начинают работать через 0,3–2 с после увеличения мощности.

Регуляторы частоты – это вторичные регуляторы. Время их действия составляет несколько секунд. Вторичные регуляторы изменяют уставки первичных регуляторов одной или групп станций, которые регулируют частоту в энергосистеме. Они принимают на себя небаланс мощности, возникший в системе. При наличии достаточного резерва мощности частота в системе восстанавливается до номинального значения.

Проанализируем характеристики регуляторов скорости. Используем для этого статические характеристики нагрузки по частоте. Допустим, что $P_{H3} < P_{H1} < P_{H2}$ (рис. 2.6, а, б).

Если на турбине нет регулятора скорости, то ее мощность неизменна $P_T = \text{const}$ (рис. 2.6, а). В этом случае при увеличении мощности нагрузки до P_{H2} частота снижается до значения f_2 , а при сбросе нагрузки до P_{H3} частота повышается до значения f_3 .

Под действием регуляторов АРС изменяется впуск энергоносителя (воды, пара) в турбину в зависимости от нагрузки. Регуляторы АРС имеют либо астатическую (рис. 2.6, б), либо статическую характеристику (рис. 2.5, в).

При астатической характеристике после переходного процесса при снижении мощности до P_{H3} или при увеличении мощности до P_{H2} в системе восстанавливается номинальная частота.

Если генератор имеет статическую характеристику (рис. 2.6, в), то при увеличении нагрузки до P_{H2} частота в системе снижается до значения f_2 , а затем (после зоны нечувствительности АРС) – до значения f_3 . Тангенс угла α называется *коэффициентом статизма*.

Астатическая характеристика – это идеальная характеристика. Реальные генераторы имеют статические характеристики.

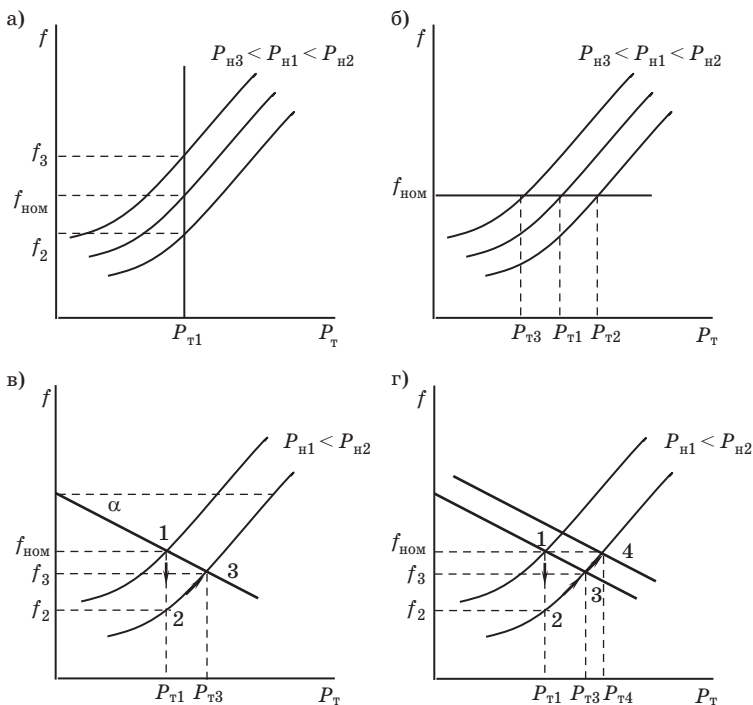


Рис. 2.6. Характеристики регуляторов скорости турбины:
 а – нерегулируемая турбина; б – астатическая характеристика;
 в – статическая характеристика; г – вторичное регулирование (АЧР)

Чтобы добиться астатического регулирования, применяют вторичное регулирование частоты. Под действием вторичных регуляторов изменяются уставки первичных регуляторов частоты. Изменяется выпуск энергоносителя в турбину. Это равносильно перемещению статической характеристики параллельно самой себе (рис. 2.6, г). В системе восстанавливается номинальная частота в точке 4.

2.4.2. Регулирование частоты в энергосистеме

Станция, ведущая частоту в энергосистеме, должна удовлетворять двум требованиям:

- ее установленная мощность должна составлять весомую долю в суммарной мощности энергосистемы;
- регулировочный диапазон мощности должен быть широким.

Наибольшие ограничения по регулированию активной мощности у парогенераторов. Они не допускают снижения нагрузки ниже чем на 40–60% от номинальной мощности. Ограничение связано с возможностью погашения факела пылеугольных топок из-за нарушения нормальной циркуляции теплоносителя. Поэтому, если ведущей частоту является тепловая электростанция, ее установленная мощность должна в два-три раза превышать наибольшее увеличение мощности. Регулировочный диапазон гидроэлектростанций практически равен их установленной мощности.

Рассмотрим процесс регулирования частоты.

Допустим, частоту в системе ведет одна электростанция (рис. 2.7). Ее статическая характеристика показана на рисунке справа. Она принимает на себя все изменения потребляемой мощности в системе и изменяет свою мощность в соответствии с этим изменением. Все другие станции энергосистемы представлены обобщенной характеристикой слева на рисунке. Мощность этих станций не изменяется.

Станция, ведущая частоту, вырабатывает мощность $P_{ЭС1}$. Остальные станции вырабатывают мощность P_{c1} . В системе выполняется баланс мощности в точке 1:

$$P_{c1} + P_{ЭС1} = \sum P_{п}.$$

При увеличении нагрузки на величину $\Delta P_{п}$ в первый момент времени частота в системе снижается до величины f_1 . Все станции системы принимают на себя дополнительную мощность. Мощность станции, ведущей частоту, увеличивается до значения $P_{ЭС2}$, а на остальных станциях – до P_{c2} . В системе устанавливается баланс при сниженном значении частоты (при f_1):

$$P_{c2} + P_{ЭС2} = \sum P_{п} + \Delta P_{п}; \quad \Delta P_{п} = \Delta P_c + \Delta P_{ЭС}.$$

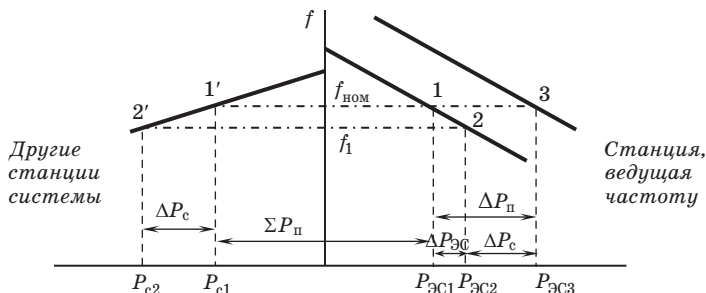


Рис. 2.7. Регулирование частоты в энергосистеме одной станцией

На станции, ведущей частоту, регуляторы АРС увеличивают выпуск энергоносителя в турбину. Это соответствует параллельному перемещению характеристики 1–2. Станция принимает на себя всю дополнительную мощность, и ее мощность становится равной $P_{\text{ЭС3}}$. На остальных станциях мощность снижается до значения $P_{\text{с1}}$. В системе восстанавливается номинальная частота и выполняется баланс мощности (точка 3):

$$P_{\text{с1}} + P_{\text{ЭС3}} = \sum P_{\text{п}} + \Delta P_{\text{п}}.$$

Если мощности одной станции не хватает, чтобы вести частоту в системе, то ей в помощь выделяется еще одна станция. Рассмотрим, как распределяется дополнительная мощность между двумя станциями. На рис. 2.8 показаны только две станции, которые ведут частоту. Остальные станции системы ведут себя аналогично вышесказанному.

Станции, ведущие частоту, вырабатывают соответственно мощности $P_{\text{ЭС1}}$ и $P_{\text{ЭС2}}$. В системе выполняется баланс мощности в точке 1:

$$P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}} = \sum P_{\text{п}}.$$

При увеличении нагрузки на величину $\Delta P_{\text{п}}$ в первый момент времени частота в системе снижается до величины f_1 .

Обе станции системы принимают на себя дополнительную мощность. Их мощности увеличиваются до значений $P'_{\text{ЭС1}}$ и $P'_{\text{ЭС2}}$. В системе устанавливается баланс при сниженном значении частоты (при f_1):

$$P'_{\text{ЭС1}} + P'_{\text{ЭС2}} = \sum P_{\text{п}} + \Delta P_{\text{п}};$$

$$\Delta P_{\text{п}} = \Delta P_{\text{ЭС1}} + \Delta P_{\text{ЭС2}}.$$

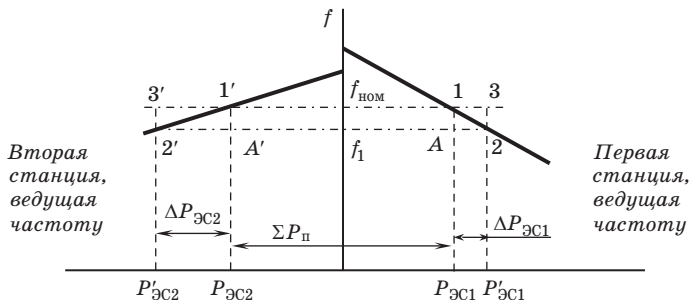


Рис. 2.8. Регулирование частоты в энергосистеме двумя станциями

На станциях, ведущих частоту, регуляторы АРС увеличивают выпуск энергоносителя в турбину. Это соответствует параллельному перемещению характеристики 1–2 и 1'–2'. В системе восстанавливается номинальная частота и выполняется баланс мощности (точка З).

Чтобы выяснить, как распределилась дополнительная нагрузка между электростанциями, рассмотрим треугольники: $\Delta 1A3$ и $\Delta 1'A'3'$. Углы $\angle 12A$ и $\angle 1'2'A'$ равны $\angle 12A = \angle 312 = \alpha_1$ и $\angle 1'2'A' = \angle 3'1'2' = \alpha_2$. Для этих треугольников можно записать

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \frac{A1}{A2} = \frac{A1}{\Delta P_{ЭС1}} \quad \text{и} \quad \operatorname{tg}\alpha_2 = \frac{A'1'}{A'2'} = \frac{A'1'}{\Delta P_{ЭС2}}.$$

Найдем отношение коэффициентов статизма:

$$\frac{\operatorname{tg}\alpha_1}{\operatorname{tg}\alpha_2} = \frac{\Delta P_{ЭС2}}{\Delta P_{ЭС1}}.$$

Таким образом, дополнительная нагрузка распределяется обратно пропорционально коэффициентам статизма.

2.5. Особенности режимов работы электроэнергетических систем

Энергосистемы, расположенные в различных экономических районах, связываются между собой линиями электропередач высокого напряжения. Это обеспечивает взаимный обмен мощностями и дает следующие преимущества:

- снижение суммарного максимума;
- уменьшение суммарного резерва мощности (12–20% от суммарной мощности);
- повышение надежности и качества энергоснабжения;
- повышение экономичности использования энергоресурсов;
- улучшение использования мощности ЭС (можно строить мощные агрегаты);
- облегчение работы систем при сезонных изменениях нагрузки, при ремонтах и авариях.

Но в объединенных системах усложняется релейная защита, автоматика и управление режимами.

Особенности режимов работы ЭЭС:

1. Электроэнергия – это наиболее универсальный вид энергии, обладающий следующими свойствами:

- передается в значительных количествах на любые расстояния, легко распределяется;

– с высоким КПД преобразуется в другие виды энергии (тепловую, механическую, световую, химическую и др.);

2. Непрерывность и одновременность процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. Совпадение во времени процессов производства, передачи и потребления (невозможность хранения и возврата электроэнергии).

2.1. Необходимость обеспечения баланса генерируемой и потребляемой мощностей. Баланс активных мощностей определяет главным образом частоту в ЭЭС. Баланс реактивных мощностей определяет главным образом напряжение в узлах.

2.2. Нельзя исключить изменения баланса мощностей (объективный фактор):

– технологические процессы у потребителя сопровождаются во времени различными значениями потребляемой энергии;

– изменения конфигурации электрических систем (оперативные переключения);

– аварийные отключения.

Как следствие, возникает необходимость использования систем управления режимами ЭЭС.

3. Быстротечность протекания процессов в ЭЭС. Это приводит к возникновению необходимости использования автоматической системы противоаварийного управления.

4. Значительная технологическая зависимость функционирования и эффективной работы всех отраслей экономики страны от бесперебойного и полного удовлетворения их потребностей в энергии. В результате возникает необходимость обеспечения достаточного уровня надежности электроснабжения.

5. Переменный режим нагрузки энергетических предприятий в каждый момент времени с характерными трендами в суточном, недельном, месячном и годовом разрезах. Изменения нагрузки обусловлены изменениями технологических процессов предприятий во времени. Как следствие, возникает необходимость регулирования мощности электрических станций (проблема покрытия пиков нагрузки).

6. Качество электрической энергии (КЭ), зависящее как от электроснабжающих организаций, так и от потребителей электрической энергии.

6.1. Качество электрической энергии в месте ее производства не гарантирует ее качества на месте потребления.

6.2. На КЭ в наибольшей степени влияют потребители, характеризующиеся как нелинейные, резкопеременные, с различным потреблением мощности по фазам. На металлургических заводах такими потре-

бителями являются электрические печи, прокатные станы, сварочные агрегаты, оборудование с тиристорными системами управления.

6.3. Нарушение КЭ:

– снижает надежность и экономичность работы электрических систем;

– может привести к экономическому ущербу, особенно у потребителей электроэнергии.

7. Параллельная работа электрических станций на общую нагрузку, что обеспечивает:

– надежность электроснабжения и оптимизацию резервирования мощностей (рациональное использование ресурсов);

– лучшее противостояние единичным нарушениям режима.

Негативные последствия:

– уравнительная мощность из-за неоднородности замкнутых электрических сетей, как результат – снижение пропускной способности сети, увеличение потерь энергии при ее транспортировке;

– влияние возмущений в одной части объединенной ЭЭС на режимы в других частях;

– усложнение устройств управления и защиты (учет направлений мощностей, изменение конфигурации, учет информации от соседних объектов).

Реализация возможностей объединения требует создания эффективной системы управления.

8. Территориальная разобщенность мест производства и мест потребления.

9. Сложность управления, необходимость создания надежных каналов связи.

Расчет режима электрической сети необходим для определения потоков мощности в ее элементах и значений напряжения в узлах подключения нагрузки. Такой расчет позволяет определить потери мощности, электроэнергии и напряжения в электрической сети, что дает возможность разработать мероприятия по их уменьшению и оценить эффективность таких мероприятий.

Задача расчета режима заключается в определении параметров режима, к которым относятся:

– значения токов в элементах сети;

– значения напряжений в узлах сети;

– значения мощностей в начале и конце элемента сети;

– значения потерь мощности и электроэнергии.

Расчет этих величин необходим для выбора оборудования, обеспечения качества электроэнергии, оптимизации режимов работы сетей.

Исходные данные для расчета режима:

- схема электрических соединений и ее параметры – значения сопротивлений и проводимостей ее элементов;
- мощности нагрузок или их графики мощности;
- значения напряжений в отдельных точках сети.

Теоретически электрическую сеть можно рассчитать с помощью методов, известных в ТОО, основанные на законах Кирхгофа. Однако непосредственное их применение затруднено по двум причинам:

- большое количество элементов в реальной сети;
- специфика задания исходных данных.

Специфика задания исходных данных заключается в следующем: задаются мощности нагрузок и напряжение на ИП. Для того чтобы построить картину потокораспределения, т. е. найти значения мощностей в конце и начале каждого элемента, нужно вычислить потери мощности. Для их вычисления необходимо знать ток в каждом элементе. Его значение можно вычислить при известном напряжении на шинах нагрузок, а оно в начале расчета неизвестно. Поэтому применять законы Кирхгофа непосредственно для получения однозначного решения невозможно.

Основным методом расчета режимов электрических сетей является метод последовательных приближений – *итерационный метод*. Он заключается в том, что в начале расчета задаются первым приближением напряжения в узлах (нулевая итерация). Обычно за нулевую итерацию принимают допущение о том, что напряжения во всех узлах схемы равны между собой и равны номинальному значению сети.

По принятому значению напряжения и заданной мощности потребителей можно рассчитать значения параметров режима, в том числе и значения напряжения в узлах сети. Эти значения напряжения будут вторым приближением (первой итерацией). Расчет повторяют до тех пор, пока результаты последующих приближений не будут отличаться друг от друга с заданной точностью.

Чаще всего достаточно 1–2 итераций. Если же решаются задачи оптимизации режима, связанные с потерями мощности, то нужно много итераций.

Возможность малого количества итераций привела к появлению нестрогих, но дающих приемлемые результаты методов:

- метод расчета режима при заданном напряжении в конце ЛЭП;
- метод расчета режима при заданном напряжении в начале ЛЭП (на источнике питания).

3. ПОТРЕБИТЕЛИ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЕЙ

3.1. Классификация потребителей

Основными потребителями активной и реактивной мощностей являются промышленность, строительство, электрифицированный транспорт, сельскохозяйственное производство, потребители быта и сферы обслуживания в городах и сельской местности.

Все потребители условно делятся на следующие группы:

- коммунально-бытовые;
- промышленные;
- электрифицированный транспорт;
- производственные потребители сельскохозяйственных предприятий;
- прочие потребители.

Коммунально-бытовые потребители включают в себя осветительные ЭП жилых и общественных зданий, наружное освещение, бытовые приборы, двигатели лифтов и холодильников, вентиляторы, технологическое оборудование предприятий общественного питания и учреждений бытового обслуживания.

К ЭП *промышленных* потребителей относятся электродвигатели, осветительные приборы, электротермические установки, а также выпрямительные установки для преобразования переменного тока в постоянный.

Электрифицированный транспорт включает в себя нагрузку тяговых ПС электрифицированных железных дорог, тяговых выпрямительных ПС трамваев, троллейбусов, метро, нагрузку соответствующих депо, парков и т. д.

К *производственным* потребителям сельскохозяйственных предприятий относятся животноводческие фермы, зерноочистительные пункты, мельницы, предприятия различных ведомств по обслуживанию сельского хозяйства и переработке сельскохозяйственной продукции.

К группе *прочих* потребителей относятся насосные установки водопровода и канализации, компрессорные станции и др.

В зависимости от эксплуатационно-технических признаков ЭП все потребители систематизируются следующим образом.

1. По режимам работы:

- с продолжительной неизменной или мало меняющейся нагрузкой;
- с кратковременной нагрузкой;
- с повторно-кратковременной нагрузкой.

Самостоятельные группы ЭП составляют нагревательные аппараты и электропечи, работающие в продолжительном режиме с постоянной или маломеняющейся нагрузкой, а также электрическое освещение, которое характеризуется резким изменением нагрузки почти от нуля до максимума в зависимости от времени суток.

2. По мощности и напряжению:

– большой мощности (80–100 кВт и выше) напряжением 6–10 кВ, к которым относятся мощные печи сопротивления, дуговые печи для плавки черных и цветных металлов и т. п.;

– малой и средней мощностей (ниже 80 кВт) напряжением 380–660 В.

3. По роду тока:

– переменного тока нормальной промышленной частоты 50 Гц;

– переменного тока повышенной или пониженной частоты;

– постоянного тока.

4. По требуемой степени надежности питания в зависимости от последствий, которые могут иметь место при внезапном прекращении подачи электроэнергии, ЭП делятся на три категории [7].

К *первой* категории относятся ЭП, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов городского хозяйства.

В число потребителей этой категории входят ЭП операционных больниц, шахт, рудников, железных дорог, доменных и электролизных цехов и т. д. Приемники электрической энергии первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания. Перерыв в электроснабжении таких потребителей допускается лишь на время автоматического ввода резервного питания.

Независимым источником называется ИП данного объекта, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентируемых ПУЭ для послеаварийного режима, при исчезновении его на другом источнике.

К независимым ИП относятся две электростанции или ПС, а также разные секции сборных шин одной электростанции или ПС, если каждая из этих секций в свою очередь питается от независимого источника. При небольшой мощности ЭП первой категории в качестве второго ИП можно использовать передвижные или стационарные дизельные электростанции (ДЭС) либо аккумуляторные батареи (АКБ).

Из первой категории выделяют *особые группы* ЭП, требующие исключительно высокой степени надежности питания. Для таких групп потребителей, кроме двух основных ИП, предусматривается третий (аварийный) независимый источник, который автоматически включается при исчезновении напряжения на основных ИП. Таким ИП могут быть ДЭС, агрегаты бесперебойного питания (АБП), аккумуляторные батареи.

Ко *второй* категории относятся ЭП, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей. Для ЭП второй категории допустим перерыв в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Согласно [7] для ЭП второй категории предусматривается резервное питание.

К *третьей* категории относятся все остальные, неответственные ЭП: вспомогательные цехи предприятий (ремонтно-механические, инструментальные), небольшие поселки, мелкие предприятия и т. п. Резервирование питания таких ЭП не требуется. Для них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для подачи временного питания, ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более одних суток.

Источниками активной мощности в электрической системе служат генераторы электростанций. В основном это трехфазные синхронные генераторы, вращаемые первичными двигателями (паровыми, газовыми и гидравлическими турбинами, дизельными двигателями).

В зависимости от рода первичного двигателя синхронные генераторы делятся на турбогенераторы, гидрогенераторы и дизельные генераторы.

Турбогенератор и его первичный двигатель – паровая или газовая турбина – имеют горизонтальное исполнение, монтируются на одном фундаменте и, соединяясь с помощью муфты, образуют *турбоагрегат*.

Турбогенераторы относятся к типу быстроходных машин. Наибольшее распространение получили турбогенераторы с одной парой полюсов (т. е. неявнополюсные машины) с частотой вращения 3000 об/мин. На АЭС с относительно низкими параметрами пара применяются более тихоходные турбогенераторы – четырехполюсные машины с частотой вращения 1500 об/мин.

Гидрогенератор, соединяясь с помощью муфты с гидравлической турбиной, образует *гидроагрегат*. В отличие от турбогенераторов гидрогенераторы в большинстве случаев выполняются с вертикальным валом, изготавливаются с большим числом пар полюсов (явнополюсные машины) и являются тихоходными. Их частота вращения находится в пределах от 108 до 910 об/мин и зависит от напора и расхода воды в створе реки.

К основным техническим данным синхронных генераторов относятся номинальное напряжение, кВ; номинальная активная мощность, МВт; номинальный коэффициент мощности ($\cos\varphi_{\text{ном}}$); номинальная реактивная мощность, Мвар; КПД.

Турбогенераторы выпускают на напряжения 6,3; 10,5; 15,75; 18; 20; 24 и 36,75 кВ, гидрогенераторы – на напряжения 3,15; 6,3; 10,5; 11; 13,8; 15,75 и 16,5 кВ.

Номинальные активные мощности турбогенераторов равны 2,5; 4; 6; 12; 20; 30; 32; 60; 63; 100; 160; 200; 220; 300; 500; 800; 1000 и 1200 МВт. Гидрогенераторы изготавливают на большое число номинальных мощностей – от 20 до 640 МВт.

Регулирование активной мощности, отдаваемой генератором в систему, осуществляется изменением момента первичного двигателя, т. е. изменением поступления пара или воды в турбину.

Номинальный коэффициент мощности большинства типов выпускаемых генераторов равен 0,8–0,9. Номинальная реактивная мощность генератора обусловлена его номинальной активной мощностью и номинальным значением $\cos\varphi$. КПД генераторов при номинальной нагрузке и номинальном коэффициенте мощности колеблется в пределах 96–99%. С уменьшением нагрузки и коэффициента мощности КПД генератора падает [5].

Реактивная мощность генерируется синхронными машинами при их перевозбуждении, емкостью ЛЭП, конденсаторами и другими элементами, в которых ток по фазе опережает приложенное напряжение.

Источники реактивной мощности можно подразделить на системные и потребительские. К *системным* источникам относятся синхронные генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, мощные батареи статических конденсаторов поперечного включения, статические тиристорные компенсаторы (СТК).

Из баланса реактивной мощности в энергосистеме следует, что в случае, когда генерация реактивной мощности превышает ее потребление, напряжение в сети возрастает. При дефиците реактивной мощности напряжение уменьшается.

Емкостный ток ЛЭП, работающей на холостом ходу, или, другими словами, мощность, генерируемая ЛЭП, повышает напряжение в конце ЛЭП.

В отличие от баланса активной мощности баланс реактивной мощности не может в полной мере определить требования, которые предъявляются к источникам реактивной мощности. Если активную мощность вырабатывают только генераторы электростанций, то реактивную мощность можно получить от дополнительных источников, которые могут устанавливаться вблизи потребителей. Эти дополнительные источники называются компенсирующими установками.

При проектировании электрической сети нужно проверять баланс реактивной мощности как в целом по энергосистеме, так и в отдельных ее частях. При этом следует учитывать и необходимость резерва реактивной мощности.

Баланс реактивной мощности следует предусматривать отдельно для каждого режима сети. Характерными режимами в системе являются:

- *режим наибольшей реактивной нагрузки.* Режиму свойственно наибольшее потребление реактивной мощности и наибольшая мощность компенсирующих устройств;

- *режим наибольшей активной нагрузки.* Режим связан с наибольшей нагрузкой генераторов активной мощности при наименьшей выработке реактивной мощности;

- *режим наименьшей активной нагрузки.* В этом режиме часть генераторов отключают. Выработка реактивной мощности генераторами электростанций уменьшается;

- *послеаварийные и ремонтные режимы.* В этих режимах наибольшие ограничения по передаче реактивной мощности.

Если в энергосистеме наблюдается дефицит активной мощности, то он покрывается за счет избытка активной мощности в других системах. Для покрытия недостатка реактивной мощности ее экономичнее генерировать компенсирующими устройствами, которые устанавливаются в данной энергосистеме, а не передавать из соседних систем.

3.1.1. Регулирующий эффект нагрузки

Изменение активной и реактивной мощностей от напряжения происходит по статическим характеристикам (рис. 3.1). Рассмотрим, каким образом нагрузка реагирует на изменение режима в простейшей системе (рис. 3.2).

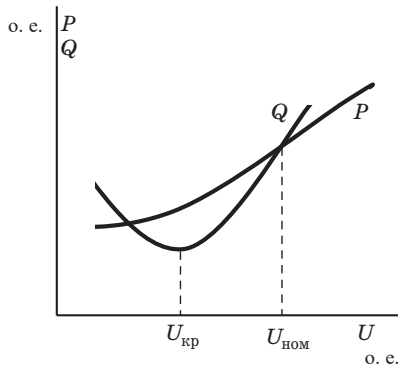


Рис. 3.1. Статические характеристики мощности

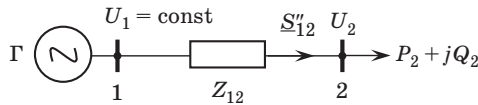


Рис. 3.2. Простейшая электрическая сеть

В нормальном режиме работы на шинах нагрузки поддерживается номинальное напряжение. Потребитель берет из сети мощность, равную $P_2 + jQ_2$.

При постоянном напряжении в начале ЛЭП напряжение на ее конце может быть рассчитано следующим образом:

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}'' \cdot R_{12} + Q_{12}'' \cdot X_{12}}{U_2}.$$

Предположим, что напряжение в конце ЛЭП уменьшается. В соответствии со статическими характеристиками активная и реактивная мощности потребителя, будут уменьшаться.

Следовательно, будут уменьшаться мощность в конце ЛЭП $P_{12}'' + jQ_{12}''$ и потеря напряжения ΔU_{12} , а напряжение в конце ЛЭП U_2 будет увеличиваться.

Этот вывод справедлив, когда напряжение в конце ЛЭП будет больше критического:

$$U > U_{кр}.$$

Критическое напряжение составляет (0,7–0,8) от $U_{ном}$.

Таким образом, при напряжениях больших, чем критическое, нагрузка, изменяя свою мощность, стремится поддержать неизменным напряжение на своих шинах. В этом случае говорят о положительном регулирующем эффекте нагрузки.

При напряжениях меньших, чем критическое, проявляется отрицательный регулирующий эффект нагрузки. Активная мощность потребителя в соответствии со статическими характеристиками уменьшается. Потребление реактивной мощности начинает возрастать. Причем значение реактивной мощности увеличивается в большей степени, чем снижение активной.

Следовательно, активная мощность в конце ЛЭП уменьшается $P_{12}'' \downarrow$, реактивная мощность увеличивается $Q_{12}'' \uparrow \uparrow$. Потеря напряжения на участке увеличивается $\Delta U_{12} \uparrow$, а напряжение на шинах нагрузки снижается $U_2 \downarrow$. Это приводит к увеличению потребления реактивной мощности и дальнейшему снижению напряжения U_2 и т. д. Возникает явление, которое называется лавиной напряжения. При такой аварии тормозятся асинхронные двигатели. Реактивная мощность асинхронных двигателей растет, баланс реактивной мощности нарушается, причем потребление реактивной мощности в значительной мере превышает выработку:

$$\sum Q_{\text{п}} \gg \sum Q_{\text{г}}$$

Это, в свою очередь, приводит к понижению напряжения. Остановить снижение напряжения при этой аварии можно, лишь отключив нагрузку.

Чтобы напряжение не снижалось ниже критического на генераторах и мощных синхронных двигателях устанавливаются автоматические регуляторы возбуждения (АРВ). Под их действием генераторы и синхронные двигатели увеличивают выработку реактивной мощности.

3.1.2. Потребители реактивной мощности

Работа потребителей емкостного характера основана на создании электрического поля, энергия которого в нечетную четверть (первую, третью) периода отдается источнику, а в четную (вторую, четвертую) – берется от источника. Для потребителей индуктивного характера работа основана на создании магнитного поля. При этом в нечетную четверть (первую, третью) периода энергия берется от источника, а в четную (вторую, четвертую) – отдается источнику.

Колебания энергии в магнитном и электрическом полях различных устройств переменного тока обуславливают потребление ими реактивной индуктивной или реактивной емкостной мощности. В инженерной практике под *реактивной* мощностью подразумевают *индуктивную* мощность, которая потребляется индуктивными элементами электрической системы и генерируется в емкостных элементах.

Основными потребителями реактивной мощности в электрических системах являются трансформаторы, воздушные линии электропередач, асинхронные двигатели, вентильные преобразователи, индукционные электропечи, сварочные агрегаты.

На промышленных предприятиях основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели. На их долю приходится 65–70% реактивной мощности, которая потребляется предприятием. Приблизительно 20–25% потребления реактивной мощности приходится на трансформаторы предприятий и около 10% – на другие приемники и линии электропередач.

Суммарные потери реактивной мощности в сети составляют около 50% от мощности, поступающей в сеть. Это гораздо больше, чем потери активной мощности. Для сравнения, среднестатистические потери активной мощности в ЛЭП составляют 3%, а в трансформаторах – 2%. Примерно 70–75% всех потерь реактивной мощности составляют потери в трансформаторах. Например, в трехобмоточном трансформаторе мощностью 40 МВ·А напряжением 220 кВ (ТДТН-40000/220) при коэффициенте загрузки, равном 0,8, потери реактивной мощности составляют около 12% от номинальной мощности трансформатора.

Суммарные потери реактивной мощности в системе складываются из потерь в сопротивлениях $\Delta Q_{\text{ЛЭП}}$, проводимостях $\Delta Q_{\text{С}}$ линий электропередач и потерь в трансформаторах:

$$\sum \Delta Q = \sum \Delta Q_{\text{ЛЭП}} - \sum \Delta Q_{\text{С}} + \sum \Delta Q_{\text{тр.}}$$

Потери реактивной мощности в сопротивлениях ЛЭП рассчитываются по формуле

$$\Delta Q_{\text{ЛЭП}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot X_{\text{ЛЭП}}$$

Они составляют примерно 5% от мощности, проходящей по ЛЭП.

Генерация реактивной мощности в проводимостях ЛЭП определяется так:

$$\Delta Q_{\text{С}} = U_{\text{ном}}^2 \cdot B_{\text{ЛЭП}}$$

Среднее значение реактивной мощности, генерируемой в ЛЭП длиной 100 км, составляет

$U_{\text{ном}}$, кВ	110	150	220
ΔQ_C , Мвар	3	6,5	12,6

Для воздушных ЛЭП напряжением 110–150 кВ потери реактивной мощности в сопротивлениях и генерация в проводимостях приблизительно одинаковы:

$$\left| \sum \Delta Q_{\text{ЛЭП}} \right| \approx \left| \sum \Delta Q_C \right|.$$

В этом случае по ЛЭП передается натуральная мощность.

Потери реактивной мощности в сопротивлениях трансформаторов рассчитывают по формуле

$$\Delta Q_{\text{тр}} \approx \Delta Q_{\text{МД}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}.$$

Они составляют около 10% от передаваемой мощности.

3.1.3. Генерация реактивной мощности генераторами ЭС

Полная мощность, которая вырабатывается генератором, включает активную и реактивную составляющие:

$$\underline{S}_Г = P_Г + jQ_Г.$$

Модуль полной мощности может быть найден через активную мощность и коэффициент мощности генератора:

$$S_Г = \frac{P_Г}{\cos \varphi}.$$

Изменение реактивной мощности происходит при изменении тока возбуждения i_f . В номинальном режиме при номинальном коэффициенте мощности $\cos \varphi_{\text{ном}}$ генератор вырабатывает номинальные значения активной $P_{\text{ном}}$ и реактивной $Q_{\text{ном}}$ мощностей. Генератор может увеличить выработку реактивной мощности сверх номинальной, но при снижении выработки активной мощности по отношению к номинальной. Такое увеличение допускается в пределах, которые ограничиваются номинальными значениями токов статора и ротора.

Условия ограничения по выработке реактивной мощности можно определить их векторной диаграммой. Схема замещения генера-

тора для построения векторной диаграммы представлена на рис. 3.3. В нее генератор входит синхронным индуктивным сопротивлением x_d и ЭДС E_q .

Величина комплексной ЭДС равна сумме векторов U_r и падения напряжения в сопротивлении x_d :

$$E_q = U_r + j\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot x_d.$$

Построим векторную диаграмму генератора (рис. 3.4).

По действительной оси откладываем напряжение U_r . Получаем точку a . Под углом $\varphi_{\text{НОМ}}$ откладываем ток $I_{\text{НОМ}}$. Раскладываем его на активную $I_{\text{НОМ. а}}$ и реактивную $I_{\text{НОМ. р}}$ составляющие. Из точки a откладываем вектор падения напряжения в сопротивлении x_d от реактивной составляющей номинального тока $\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ. р}} \cdot x_d$. Он совпадает по направлению с напряжением U_r . Получаем точку c . Из точки c откладываем вектор падения напряжения в сопротивлении x_d от активной составляющей номинального тока $\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ. а}} \cdot x_d$. Этот вектор перпендикулярен напряжению U_r . Получаем точку b .

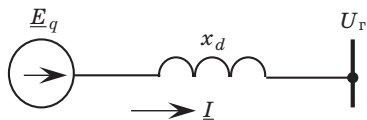


Рис. 3.3. Схема замещения генератора

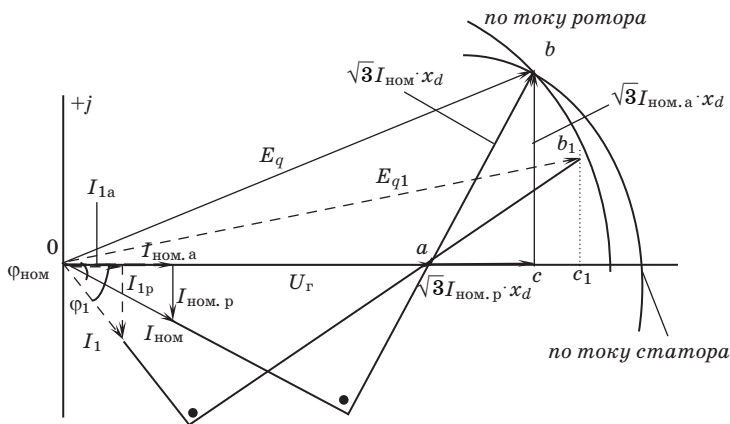


Рис. 3.4. Векторная диаграмма генератора

Вектор \overline{ab} – это вектор полного падения напряжения от номинального тока в сопротивлении x_d : $\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot x_d$. Соединяем начало координат с точкой b . Вектор \overline{ob} пропорционален ЭДС E_q и току возбуждения i_f .

Из начала координат радиусом, равным E_q , проведем дугу. Она определяет допустимые значения тока возбуждения или ЭДС E_q по условиям нагрева ротора генератора. Из точки a радиусом $\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot x_d$ проведем дугу. Она определяет допустимые параметры генератора по условиям нагрева статора.

Стороны треугольника abc пропорциональны следующим величинам:

$$ac \equiv I_{\text{ном. р}} \equiv Q_{\text{ном}}; \quad bc \equiv I_{\text{ном. а}} \equiv P_{\text{ном}}.$$

Рассмотрим работу генератора при угле $\varphi_1 > \varphi_{\text{ном}}$, то есть при $\cos \varphi_1 < \cos \varphi_{\text{ном}}$ (при пониженном косинусе). Построение векторной диаграммы выполняется аналогично. Получим треугольник ab_1c_1 . Допустимый для генератора режим соответствует значению ЭДС E_{q1} . В этом случае имеем $I_{1p} > I_{\text{ном. р}}$ (отрезок $ac_1 > ac$); $I_{1a} < I_{\text{ном. а}}$ (отрезок $ab_1 < ab$).

Таким образом, генератор может выдавать реактивную мощность большую, чем номинальная:

$$Q_1 = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{1p} > Q_{\text{ном}},$$

но при снижении активной мощности по отношению к номинальной

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{1a} < P_{\text{ном}}.$$

Генератор при работе с повышенным косинусом ($\varphi_2 < \varphi_{\text{ном}}$ и $\cos \varphi_2 > \cos \varphi_{\text{ном}}$) вырабатывает активную мощность большую, чем номинальная. При этом реактивная мощность становится меньше номинальной:

$$P_2 > P_{\text{ном}} \quad \text{и} \quad Q_2 < Q_{\text{ном}}.$$

Значение ЭДС E_{q2} ограничивается нагревом статора.

Работа генератора при большей, чем номинальная, активной мощности связана с перегрузкой турбины и не всегда допустима.

Возможность увеличения реактивной мощности за счет уменьшения активной допустимо использовать в случае избытка активной мощности, то есть в режиме минимальной нагрузки. В этом случае часть генераторов может переводиться на работу с пониженным коэффициентом мощности [11].

Резерв реактивной мощности и возможность перегрузок по реактивной мощности важны при аварийном снижении напряжения. Все генераторы имеют устройства АРВ, которые при снижении напряжения на зажимах генераторов автоматически увеличивают ток возбуждения и выработку реактивной мощности.

3.2. Компенсация реактивной мощности

В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только генераторами электростанций, но и устройствами, которые называются компенсирующими (КУ). Эти устройства располагают в непосредственной близости от потребителей. К ним относятся:

- синхронные компенсаторы (СК);
- батареи конденсаторов (БК);
- статические источники реактивной мощности (СТК или ИРМ).

Опыт эксплуатации показывает, что при номинальной нагрузке генераторы ЭС вырабатывают около 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется линиями электропередач высокого напряжения, 20% вырабатывают компенсирующие устройства.

Выработка 1 квар реактивной мощности на ЭС стоит в несколько раз дешевле, чем ее выработка с помощью КУ. Но технико-экономические расчеты показывают, что большая часть реактивной мощности должна вырабатываться КУ. Это объясняется внедрением мощных генераторов с относительно высоким $\cos\phi$, ростом протяженности и напряжения передачи. Поэтому снижается экономичность выработки реактивной мощности генераторами ЭС.

Компенсация реактивной мощности применяется для следующих целей:

- выполнение баланса реактивной мощности;
- снижение потерь мощности и электроэнергии;
- регулирование напряжения.

При использовании КУ необходимо учитывать ограничения их мощности по техническим и режимным требованиям. Мощность КУ должна удовлетворять:

- необходимому резерву мощности в узлах нагрузки;
- располагаемой реактивной мощности на ЭС;
- отклонению напряжения на шинах потребителей;
- пропускной способности ЛЭП.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по ЛЭП и трансформаторам КУ должны размещаться вблизи мест потребле-

ния реактивной мощности. При этом элементы сети разгружаются по реактивной мощности. Это приводит к уменьшению потерь мощности и напряжения.

3.2.1. Синхронные компенсаторы

Из анализа работы синхронного генератора следует, что увеличить выработку реактивной мощности можно только за счет снижения выработки активной мощности. Этот принцип реализован в синхронном компенсаторе.

Синхронный компенсатор – это синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода, то есть практически без активной нагрузки на валу. Таким образом, СК загружен только реактивным током.

Схема замещения СК приведена на рис. 3.5.

Напряжение сети в точке подключения СК равно сумме обратной ЭДС E_q и падения напряжения в сопротивлении x_d :

$$U_c = E_q + j\sqrt{3} \cdot I_{СК} \cdot x_d.$$

Значение и знак реактивной мощности СК зависят от соотношения ЭДС E_q и напряжения сети U_c . Поскольку $P_{СК} = 0$, то

$$Q_{СК} = S_{СК} = \sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{СК} = U_c \cdot \frac{U_c - E_q}{x_d}.$$

Величина ЭДС E_q определяется величиной тока возбуждения. Росту тока возбуждения соответствует увеличение ЭДС E_q .

Как и синхронный двигатель, СК может работать в двух режимах: перевозбуждения и недовозбуждения. При перевозбуждении ЭДС СК больше напряжения в точке его подключения:

$$E_q > U_c.$$

Синхронный компенсатор генерирует в сеть реактивную мощность. Ток СК опережает напряжение на 90° . Векторная диаграмма режима перевозбуждения СК приведена на рис. 3.6, а.

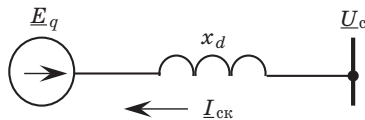


Рис. 3.5. Схема замещения синхронного компенсатора

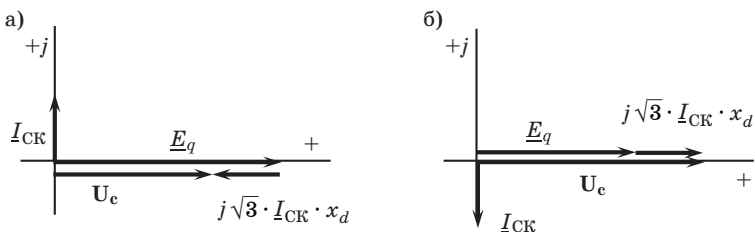


Рис. 3.6. Векторные диаграммы СК: а – в режиме перевозбуждения; б – в режиме недовозбуждения

Уменьшая ток возбуждения, можно получить режим недовозбуждения. В этом режиме ЭДС СК меньше напряжения в точке его подключения $E_q < U_c$ и ток СК отстает от напряжения на 90° . Векторная диаграмма режима недовозбуждения СК приведена на рис. 3.6, б. В этом режиме СК потребляет реактивную мощность, получая ее из сети [3].

Номинальная мощность СК указывается для режима перевозбуждения. В режиме недовозбуждения

$$Q_{СК}^{\text{нед}} = 0,5 \cdot Q_{СК \text{ ном}}$$

Это связано, во-первых, с нагревом в лобовых частях СК – в режиме недовозбуждения потоки складываются (рис. 3.6, б). Во-вторых, из-за нарушения устойчивой работы СК нельзя значительно снижать ток возбуждения.

Достоинства СК:

- возможность увеличения генерируемой мощности при снижении напряжения в сети за счет регулирования тока возбуждения;
- возможность плавного и автоматического регулирования реактивной мощности.

3.2.2. Батареи конденсаторов

Батареи конденсаторов применяются:

- для генерации реактивной мощности в узлах сети – поперечная компенсация. Батареи конденсаторов называют шунтовыми (ШБК);
- для уменьшения индуктивного сопротивления ЛЭП – продольная компенсация. Батареи конденсаторов называют устройствами продольной компенсации (УПК).

Шунтовые БК включают на шины ПС параллельно нагрузке, УПК включают в рассечку ЛЭП.

Батареи конденсаторов комплектуются из отдельных конденсаторов, которые соединяются последовательно и параллельно. Конденсаторы выпускаются в однофазном и трехфазном исполнении на номинальное напряжение от 0,22 до 10,5 кВ. Единичная мощность конденсаторов изменяется от 10 до 125 кВар. Увеличение напряжения достигается за счет увеличения числа последовательно включенных конденсаторов, увеличение мощности – за счет параллельного включения конденсаторов (рис. 3.7).

Число последовательно включенных конденсаторов определяется по формуле

$$n = \frac{U_{\text{БК max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{к. ном}} \cdot k_p},$$

где $U_{\text{БК max}}$ – максимальное линейное напряжение в точке присоединения БК; $U_{\text{к. ном}}$ – номинальное напряжение конденсатора; k_p – коэффициент, который учитывает разброс параметров конденсаторов; $k_p = 0,92-0,95$.

Число последовательно включенных конденсаторов равно

$$n = \frac{Q_{\text{БК}}}{Q_{\text{к. ном}}},$$

где $Q_{\text{БК}}$ – требуемая мощность БК; $Q_{\text{к. ном}}$ – номинальная мощность конденсатора.

В сетях трехфазного тока конденсаторы включаются звездой и треугольником (рис. 3.8). Мощность батареи конденсаторов рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{БК}} = \frac{U^2}{X_{\text{БК}}},$$

где U – напряжение в месте подключения батареи конденсаторов.

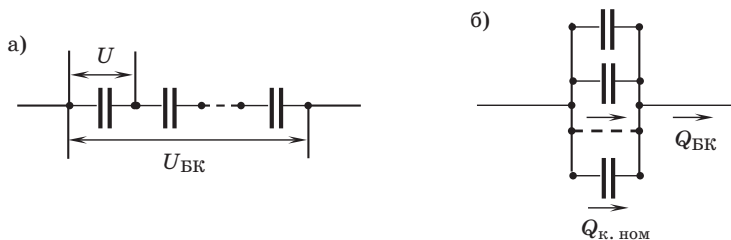


Рис. 3.7. Соединение конденсаторов:
а – последовательное; б – параллельное

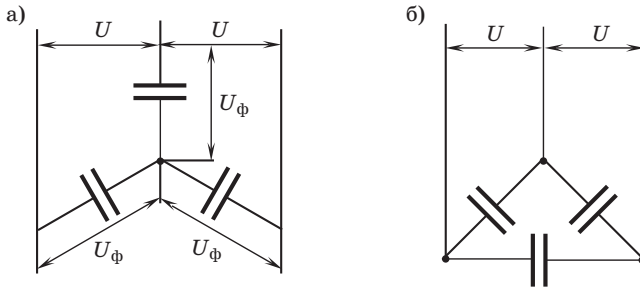


Рис. 3.8. Соединение фаз БК: а – звездой; б – треугольником

При соединении конденсаторов звездой мощность батареи равна

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\phi}^2}{x_c} = 3 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C = U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \omega \cdot C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{x_c}.$$

При соединении треугольником и использовании таких же конденсаторов мощность БК будет

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\phi}^2}{x_c/3} = 9 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C = 9 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C,$$

т. е. в три раза больше, чем при соединении конденсаторов звездой.

При соединении конденсаторов в звезду режим работы нейтрали БК определяется режимом работы нейтрали сети, где она установлена.

Батареи конденсаторов бывают регулируемые и нерегулируемые. В нерегулируемой БК число конденсаторов неизменно. В регулируемой БК в зависимости от режима работы часть конденсаторов можно отключать. Это делается как вручную, так и автоматически. Поскольку сразу отключается часть конденсаторов, то мощность БК изменяется не плавно, а ступенчато.

Регулирование бывает одноступенчатое и многоступенчатое. Одноступенчатое регулирование – это фактически нерегулируемая БК, так как можно включить или отключить сразу все конденсаторы. При многоступенчатом регулировании каждая секция БК снабжена контактором или выключателем [3].

При отключении конденсаторов они автоматически разряжаются на активное сопротивление, присоединенное к БК. В качестве разрядного сопротивления для конденсаторных установок 6–10 кВ

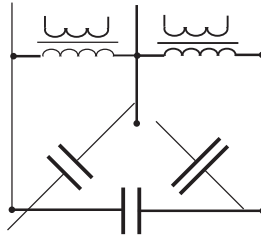


Рис. 3.9. Схема разрядки БК через трансформатор напряжения

используют активное сопротивление трансформаторов напряжения (рис. 3.9).

Для БК напряжением до 1 кВ используются специальные разрядные активные сопротивления. Разряжать БК нужно потому, что при ее отключении от сети в конденсаторах остается электрический заряд и сохраняется напряжение, близкое по значению к напряжению сети. При замыкании БК на разрядное сопротивление конденсаторы теряют электрический заряд, напряжение падает до нуля. Этим обеспечивается безопасность обслуживания БК.

Преимущества:

- простота устройства и его обслуживания;
- отсутствие вращающихся частей гарантирует безопасность обслуживания;
- малые потери активной мощности – $\Delta P_{\text{КУ}} = 0,003 \text{ МВт/Мвар}$.

Недостатки:

- зависимость мощности БК от напряжения;
- ступенчатое регулирование мощности БК и ее напряжения;
- чувствительность к искажению кривой формы напряжения;
- недостаточная электрическая прочность конденсаторов и малый срок их эксплуатации.

3.2.3. Поперечная компенсация

Поперечная компенсация применяется для уменьшения переток реактивной мощности в сети. Батареи конденсаторов в этом случае подключают на шины 6–10 кВ подстанций параллельно нагрузке. Это приводит к уменьшению потерь мощности и напряжения во всей сети до точки подключения БК. Покажем это на примере простейшей сети (рис. 3.10).

Схемы замещения и распределение мощности до и после подключения БК показаны на рис. 3.11.

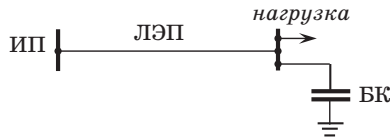


Рис. 3.10. Участок сети

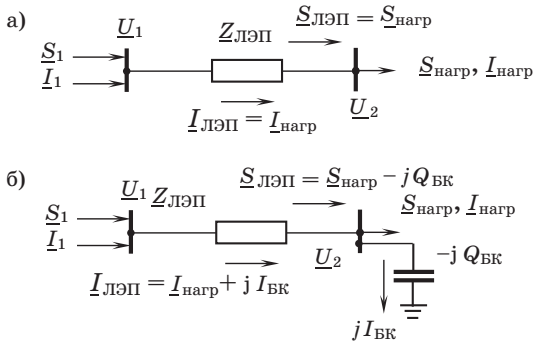


Рис. 3.11. Схема замещения сети: а – без БК; б – с БК

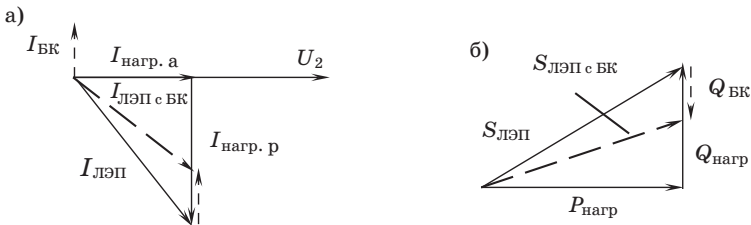


Рис. 3.12. Векторные диаграммы: а – токов; б – мощностей

Векторные диаграммы токов и мощностей показаны на рис. 3.12. Векторная диаграмма напряжений приведена на рис. 3.13. Построение векторной диаграммы до использования батареи конденсаторов выполняется так же, как и для ЛЭП с одной нагрузкой в сети 35 кВ.

Для получения значения напряжения в начале передачи к напряжению в конце передачи нужно добавить падение напряжения от тока нагрузки в активном и реактивном сопротивлениях ЛЭП. На векторной диаграмме это треугольник *авс*. Величина фазного

Таблица 3.1

Параметр	Без БК	С БК
Мощность	$\underline{S}_{\text{ЛЭП}} = \underline{S}_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + jQ_{\text{нагр}}$	$\underline{S}_{\text{ЛЭП}} = \underline{S}_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + j(Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}})$
Ток	$\underline{I}_{\text{ЛЭП}} = \underline{I}_{\text{нагр}} = I_{\text{нагр. а}} - jI_{\text{нагр. р}}$	$\underline{I}_{\text{ЛЭП}} = \underline{I}_{\text{нагр}} = I_{\text{нагр. а}} + j(I_{\text{нагр. р}} - I_{\text{БК}})$
Потеря мощности	$\Delta P = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot R_{\text{ЛЭП}}$ $\Delta Q = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot X_{\text{ЛЭП}}$	$\Delta P = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}})^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot R_{\text{ЛЭП}}$ $\Delta Q = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}})^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot X_{\text{ЛЭП}}$
Потеря напряжения	$\Delta U = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot R_{\text{ЛЭП}} + Q_{\text{нагр}} \cdot X_{\text{ЛЭП}}}{U_{\text{нагр}}}$	$\Delta U = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot R_{\text{ЛЭП}} + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}}) \cdot X_{\text{ЛЭП}}}{U_{\text{нагр}}}$

3.2.4. Продольная компенсация

Продольная компенсация применяется для уменьшения реактивного сопротивления ЛЭП. Компенсация обеспечивается последовательным включением в рассечку ЛЭП емкостного сопротивления в виде конденсаторов. Построим векторную диаграмму напряжений с УПК для следующей сети (рис. 3.14).

Векторная диаграмма напряжений до применения УПК аналогична векторной диаграмме для ЛЭП с одной нагрузкой в сети 35 кВ (рис. 3.15). В результате построения получаем величину напряжения в начале передачи $U_{1\phi}$. При введении УПК в рассечку ЛЭП уменьшается индуктивное сопротивление сети и составляющая падения в реактивном сопротивлении – отрезок bd вместо bc . Соединим начало координат с точкой d и получим вектор напряжения в начале передачи при использовании УПК. Оценим влияние УПК на составляющие падения напряжения.

Продольная (отрезок ac') и поперечная (отрезок cc') составляющие падения напряжения в исходной сети равны

$$\Delta U_{\phi} = I_2 \cdot (R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2);$$

$$\delta U_{\phi} = I_2 \cdot (X \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2).$$

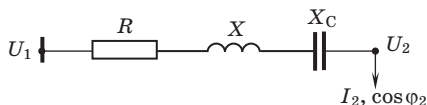


Рис. 3.14. Применение УПК в сети

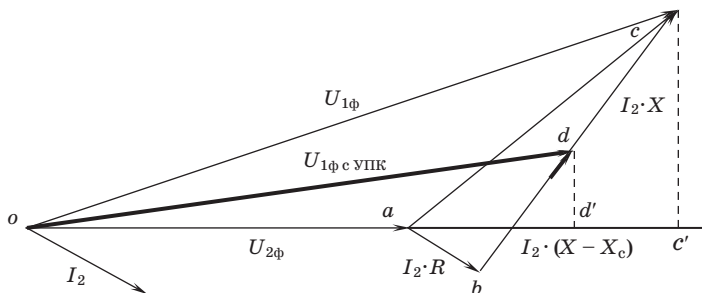


Рис. 3.15. Векторная диаграмма напряжений при использовании УПК

При компенсации:

– продольная (отрезок ad')

$$\Delta U_{\Phi}^{\text{УПК}} = I_2 \cdot [R \cos \varphi_2 + (X - X_C) \sin \varphi_2];$$

– поперечная (отрезок dd')

$$\delta U_{\Phi}^{\text{УПК}} = I_2 \cdot [(X - X_C) \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2].$$

Из векторной диаграммы следует, что применение УПК приводит к уменьшению напряжения в начале передачи, продольной и поперечной составляющих падения напряжения.

Если подобрать УПК так, что $X = X_C$, т. е. обеспечить полную компенсацию индуктивного сопротивления ЛЭП, то падение напряжения будет определяться только величиной активного сопротивления ЛЭП:

$$\Delta U_{\Phi} = I_2 \cdot R \cos \varphi_2; \quad \delta U_{\Phi} = I_2 \cdot X \cos \varphi_2.$$

В этом случае напряжение в начале передачи будет равно отрезку ob .

Можно найти такое значение X_C , чтобы потеря напряжения в сети равнялась нулю. Если пренебречь поперечной составляющей падения напряжения, имеем

$$\Delta U_{\Phi}^{\text{УПК}} = I_2 \cdot [R \cos \varphi_2 + (X - X_C) \sin \varphi_2] = 0.$$

Найдем величину X_C :

$$R \cos \varphi_2 = (X - X_C) \sin \varphi_2;$$

$$X_C = X + R \operatorname{ctg} \varphi_2.$$

По величине X_C подбирают мощность батареи конденсаторов. На практике чаще всего не применяют полную компенсацию и сопротивление УПК рассчитывают из потери напряжения, которая обеспечивает желаемый уровень напряжения в сети.

Из формулы для расчета потери напряжения с учетом УПК видно, что применение конденсаторов целесообразно при значительной реактивной составляющей тока, т. е. когда $\operatorname{tg} \varphi_2$ близок к единице. При малых значениях $\operatorname{tg} \varphi_2$ потеря напряжения в ЛЭП определяется в основном активным сопротивлением.

Достоинства УПК:

– автоматическое и безынерционное регулирование напряжения;

- отсутствие движущихся частей делает установки простыми и надежными в эксплуатации;
- при одинаковом регулирующем эффекте мощность БК, выбранной только для регулирования напряжения, меньше чем при поперечной компенсации.

Недостатки:

- возможны резонансные явления, которые вызывают качания роторов двигателей, мигание ламп накаливания;
- увеличение токов короткого замыкания;
- при коротких замыканиях возникает опасность появления на конденсаторах высокого напряжения. Поэтому для шунтирования БК при коротких замыканиях применяют быстродействующие разрядники.

3.2.5. Выбор мощности батарей конденсаторов при поперечной компенсации

Мощность КУ, устанавливаемых вблизи потребителей в системе, определяется на основе баланса реактивной мощности. Однако в распределительной сети 35–110 кВ величина $Q_{КУ}$ определяется по величине экономического тангенса. Его значение устанавливается энергосистемой в зависимости от питающего напряжения сети.

Для $U_{1ном} = 220$ кВ $\text{tg}\varphi_{эк} = 0,23$,

$$U_{1ном} = 110 \text{ кВ } \text{tg}\varphi_{эк} = 0,28,$$

$$U_{1ном} = 35 \text{ кВ } \text{tg}\varphi_{эк} = 0,32.$$

Значение тангенса нагрузки рассчитывается следующим образом:

$$\text{tg}\varphi_{нагр} = \frac{Q_{нагр}}{P_{нагр}}.$$

Если его значение больше значения экономического тангенса, применяют компенсацию реактивной мощности и понижают тангенс нагрузки:

$$\text{tg}\varphi_{эк} = \frac{Q_{нагр} - Q_{КУ}}{P_{нагр}}.$$

Выполним преобразования приведенного выражения:

$$\text{tg}\varphi_{эк} = \frac{Q_{нагр}}{P_{нагр}} - \frac{Q_{КУ}}{P_{нагр}} = \text{tg}\varphi_{нагр} - \frac{Q_{КУ}}{P_{нагр}}.$$

Мощность компенсирующей установки равна

$$Q_{КУ} = P_{нагр} \cdot (\operatorname{tg}\varphi_{нагр} - \operatorname{tg}\varphi_{ЭК}).$$

Значение $P_{нагр}$ выбирается по графику узла нагрузки. Это наибольшая активная мощность узла нагрузки в часы наибольших нагрузок в энергосистеме (с 9 до 11 или с 17 до 21 часа). Для этого же часа выбирается и значение реактивной мощности и определяется тангенс нагрузки.

Очевидно, что если $\operatorname{tg}\varphi_1 < \operatorname{tg}\varphi_{ЭК}$, то необходимости в компенсации Q нет.

Чаще всего на потребительских ПС в качестве КУ используются конденсаторные батареи в виде комплектных установок типа УК.

В сети 6 кВ применяются УК мощностью 300, 400, 450, 675, 900, 1125, 1350, 1800 и 2700 кВар.

В сети 10 кВ применяются УК мощностью 450 кВар и выше.

Мощность КУ распределяется равномерно на секции шин 6–10 кВ ПС, т. е. количество однотипных УК должно быть кратно 2 при двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторах (типа ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН, АТ) подстанций и кратно 4 при трансформаторах с расщепленной обмоткой низкого напряжения (типа ТРДН).

3.2.6. Статические источники реактивной мощности

Батареи конденсаторов обладают существенным недостатком – изменение мощности БК носит ступенчатый характер. Источники нового типа – статические источники реактивной мощности (ИРМ или СТК) – не имеют такого недостатка. СТК состоит из нерегулируемой батареи конденсаторов и регулируемого реактора. Батарея конденсаторов и реактор могут быть включены и последовательно (рис. 3.16, а), и параллельно (рис. 3.16, б). Плавность регулирования обеспечивает тиристорный блок управления (ТБУ).

Статические источники реактивной мощности применяются на различных напряжениях. Опыт эксплуатации и проведенные исследования позволяют утверждать, что в ряде случаев использование СТК эффективнее применения синхронных компенсаторов.

Большой интерес представляют СТК с параллельным включением батареи конденсаторов и реактора. Суммарная мощность СТК при параллельном соединении равна

$$Q_{СТК} = Q_L - Q_C.$$

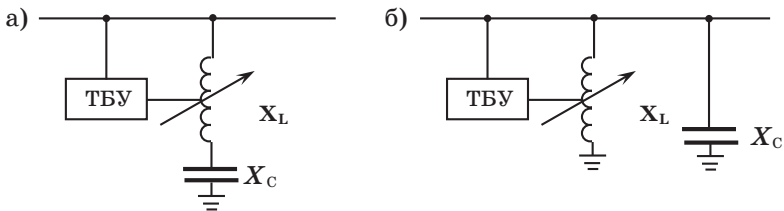


Рис. 3.16. Схемы СТК: а – последовательное включение; б – параллельное включение

Величины реактивной мощности реактора и батареи конденсаторов определяются следующим образом:

$$Q_L = \frac{U^2}{X_L} = \text{var}; \quad Q_C = \frac{U^2}{X_C} = \text{const.}$$

Диапазон изменения мощности СТК (регулируемый диапазон) определяется соотношением мощностей батареи конденсаторов и реактора. Если конденсаторная батарея и реактор имеют одинаковую по величине мощность, и мощность реактора меняется от нуля до номинальной мощности, то мощность СТК изменяется в диапазоне

$$0 \leq Q_{\text{СТК}} \leq Q_C.$$

В этом случае СТК генерирует реактивную мощность.

Если мощность реактора больше мощности батареи конденсаторов, то СТК может работать и в режиме генерирования, и в режиме потребления реактивной мощности. Переход из одного режима в другой выполняется плавно.

Недостатки СТК с параллельным включением:

- отрицательный регулирующий эффект (при увеличении напряжения необходимо уменьшить выработку реактивной мощности, происходит ее увеличение);
- резонанс напряжения при переходе из одного режима работы в другой.

3.3. Графики электрических нагрузок

Правильное определение расчетной нагрузки – важнейшая предпосылка рационального выбора параметров сети, позволяет избежать неоправданных затрат на электросеть и необходимости расширения ее до истечения установленного срока. Потребление

электроэнергии зависит от назначения ЭП, режимов их работы, времени и других факторов. Процесс электропотребления во времени отражается графиками нагрузок.

Графиком электрической нагрузки называется графическое изображение зависимости электропотребления от времени, на котором по оси абсцисс откладывают время, а по оси ординат – нагрузки в единицах мощности, тока или в процентах относительно максимума нагрузки.

Различают *суточные, сезонные, годовые* графики активной и реактивной нагрузок и годовые графики нагрузок по продолжительности.

По суточным графикам определяется мощность источников питания. Годовые графики используют для составления расхода электроэнергии и топлива.

Форма суточного графика нагрузки, его заполнение, а также часы максимумов изменяются в широких пределах, поэтому для исследований при проектировании и эксплуатации электрических линий используются обобщенные типовые графики нагрузки потребителей, которые получают на основании многочисленных измерений на действующих объектах электропотребления и элементах сетей, усредненные по средним получасовым нагрузкам.

На основании суточных и годовых графиков нагрузки определяют некоторые коэффициенты и величины, используемые при проектировании и эксплуатации электроэнергетических объектов.

Полная нагрузка, В·А:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

где P – потребляемая активная мощность, Вт; $Q = Pt \operatorname{tg} \varphi$ – потребляемая реактивная мощность, Вт.

Средняя активная нагрузка, Вт:

$$\overline{P} = \frac{W}{T},$$

где W – расход электроэнергии (площадь графика), кВт·ч за время T , час.

Число часов использования максимума нагрузки:

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}},$$

где P_{\max} – наибольшая нагрузка за определенный промежуток времени, кВт.

Если расчет ведется за год, то:

$$T_{\max} = \frac{P_{\text{ср}} \cdot 8760}{P_{\max}}.$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$K_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}.$$

Коэффициент ночного снижения (неравномерность суточного летнего и зимнего графика нагрузки):

$$\gamma_{\text{сут}} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}},$$

где P_{\min} – минимальная ночная нагрузка.

Коэффициент утреннего максимума графика нагрузки:

$$\alpha_{\text{утр}} = \frac{P_{\max}^{\text{утр}}}{P_{\min}^{\text{утр}}},$$

где $P_{\max}^{\text{утр}}$, $P_{\min}^{\text{утр}}$ – соответственно максимальная утренняя и вечерняя нагрузки.

Коэффициенты K_3 , $\gamma_{\text{сут}}$ и $\alpha_{\text{утр}}$ определяются отдельно для зимнего и летнего графиков нагрузки.

Средняя эффективная нагрузка:

$$\bar{P}_{\max} = \frac{\sum P_{\max i}}{m},$$

где $P_{\max i}$ – значение максимума нагрузки при i -том измерении; m – число измерений.

Конфигурация графика нагрузки элементов системы электропитания населенного пункта определяется совмещением графиков нагрузки различных групп потребителей, питающихся от рассматриваемого элемента. Разнородный характер нагрузки этих потребителей определяет меньшую совмещенность ее графиков и большую плотность суммарного графика.

График нагрузки ПС 110/10 кВ, расположенной в селитебной зоне новой застройки города, подобен графику нагрузки жилых домов и имеет два выраженных максимума.

Нагрузка ПС 110/10 кВ, расположенной в центральной части города, определяется электропотреблением жилых домов, общественно-

коммунальных учреждений, учебных заведений, мелких промышленных предприятий.

Учитывать неоднородность нагрузки необходимо при проектировании для определения расчетной нагрузки элементов системы электроснабжения и других характеристик.

Под *максимальной расчетной нагрузкой* понимается длительная неизменная нагрузка, эквивалентная реальной изменяющейся нагрузке при наиболее сильном тепловом действии (максимальная температура перегрева или степень теплового износа изоляции элемента системы). В качестве исходной принимают расчетную нагрузку по значению допустимого перегрева проводника (рис. 3.17).

Таким образом, расчетная нагрузка принимается равной ее вероятному максимальному значению за интервал времени 30 мин. Почему 30 мин? Длительность интервала воздействия нагрузки, в пределах которого устанавливается допустимая температура перегрева проводника, принимается равной трем постоянным времени нагрева T_0 , так как за это время перегрев проводника достигает 95% от установившегося значения $\tau_{уст}$. Чем больше сечение проводника, тем больше постоянная нагрева T_0 . Отсюда $3T_0 = 30$ мин, что соответствует проводникам малых и средних сечений, которые в основном и используются в городских и промышленных электросетях.

Поэтому в качестве расчетной нагрузки в расчетах принимают тридцатиминутный максимум нагрузки, определяемый как наибольший из средних получасовых нагрузок рассматриваемого элемента сети (рис. 3.18).

Значения электрической нагрузки имеют вероятностный характер, так как максимум нагрузки формируется в зависимости

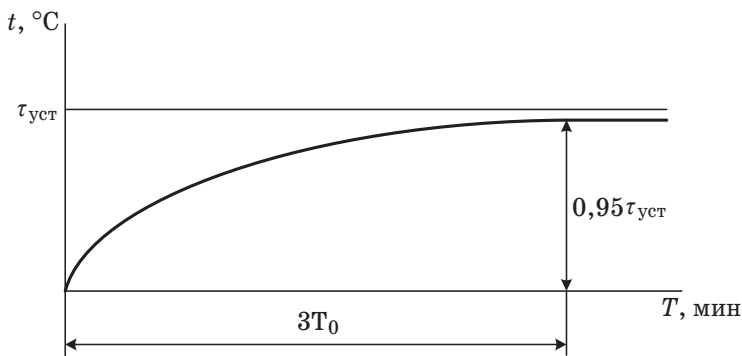


Рис. 3.17. График зависимости температуры проводника по времени

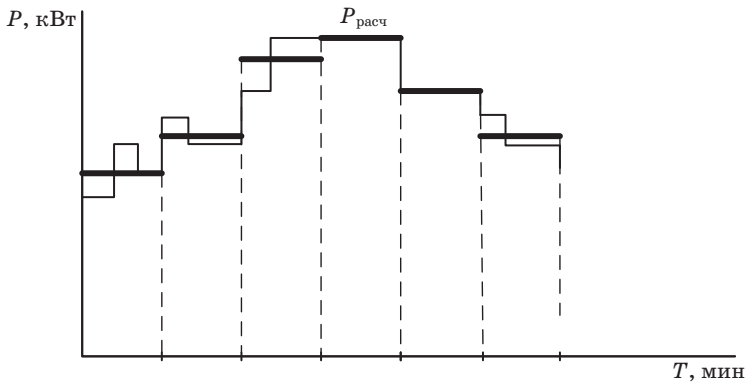


Рис. 3.18. К определению расчетной нагрузки

от условий работы ЭП потребителей, что определяется различными случайными причинами. При этом распределение значений нагрузки близко к нормальному распределению.

Вероятностные характеристики максимума нагрузки определяются следующим образом.

Средний максимум нагрузки

$$\bar{P}_{\max} = \frac{\sum P_{\max i}}{m},$$

где $P_{\max i}$ — значение максимума нагрузки при i -том измерении; m — число измерений.

Среднеквадратическое отклонение

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m (P_{\max i} - \bar{P}_{\max})^2 \cdot m}{m - 1}}.$$

Расчетный максимум нагрузки:

$$P_{\max} = \bar{P}_{\max} + \beta \cdot \sigma,$$

где β — нормированное отклонение.

4. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СЕТИ

Для количественной характеристики работы элементов электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. *Рабочий режим* – это установившееся электрическое состояние, которое характеризуется значениями токов, напряжений, активной, реактивной и полной мощностей.

Основной целью расчета режимов является определение этих параметров как для проверки допустимости режимов, так и для обеспечения экономичности работы элементов сетей.

Определение значений токов в элементах сети и напряжений в ее узлах начинается с построения картины распределения полной мощности по элементу, т. е. с определения мощностей в начале и конце каждого элемента. Такую картину называют *потокораспределением*.

Рассчитывая мощности в начале и в конце элемента электрической сети, учитывают потери мощности в сопротивлениях элемента и влияние его проводимостей.

4.1. Расчет потерь мощности в линиях электропередач

Потери активной мощности на участке ЛЭП (рис. 4.1) обусловлены активным сопротивлением проводов и кабелей, а также несовершенством их изоляции. Мощность, теряемая в активных сопротивлениях трехфазной ЛЭП и расходуемая на ее нагрев, определяется по формуле

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3I^2 R = 3 \cdot \left[(I \cos \varphi)^2 + (I \sin \varphi)^2 \right] \cdot R = 3 \cdot I_a^2 + I_p^2 \cdot R = \\ &= 3 \cdot \left[\left(\frac{P}{\sqrt{3}U} \right)^2 + \left(\frac{Q}{\sqrt{3}U} \right)^2 \right] \cdot R = 3 \cdot \left(\frac{P^2}{3U^2} + \frac{Q^2}{3U^2} \right) \cdot R = \\ &= \frac{P^2 + Q^2}{3U^2} R = \frac{S^2}{3U^2} R,\end{aligned}$$

где I , I_a , I_p – полный, активный и реактивный токи в ЛЭП; P , Q , S – активная, реактивная и полная мощности в начале или конце ЛЭП; U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП; R – активное сопротивление одной фазы ЛЭП.

Потери активной мощности в проводимостях ЛЭП обусловлены несовершенством изоляции. В воздушных ЛЭП – появлением коро-

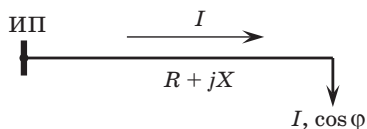


Рис. 4.1. К расчету потерь мощности в ЛЭП

ны и в очень незначительной степени – утечкой тока по изоляторам. В кабельных ЛЭП – появлением тока проводимости и его абсорбции. Рассчитываются потери по формуле

$$\Delta P = U^2 \cdot G,$$

где U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП; G – активная проводимость ЛЭП.

При проектировании воздушных ЛЭП потери мощности на корону стремятся свести к нулю, выбирая такой диаметр провода, чтобы возможность возникновения короны практически отсутствовала.

Потери реактивной мощности на участке ЛЭП обусловлены индуктивными сопротивлениями проводов и кабелей. Реактивная мощность, теряемая в трехфазной ЛЭП, рассчитывается аналогично мощности, теряемой в активных сопротивлениях:

$$\Delta Q = 3I^2 X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = \frac{S^2}{U^2} X.$$

Генерируемая емкостной проводимостью зарядная мощность ЛЭП рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_C = U^2 \cdot B,$$

где U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП; B – реактивная проводимость ЛЭП.

Зарядная мощность уменьшает реактивную нагрузку сети и тем самым снижает потери мощности в ней.

4.2. Расчет потерь мощности в ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой

В линиях местных сетей ($U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ) потребители одинаковой мощности могут располагаться на одинаковом расстоянии друг от друга (например, источники света). Такие ЛЭП называются линиями с равномерно распределенной нагрузкой (рис. 4.2).

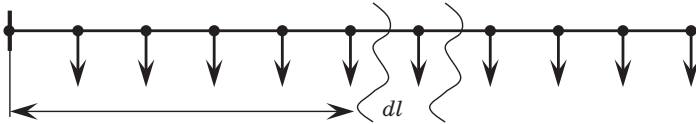


Рис. 4.2. ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой

В равномерно нагруженной линии трехфазного переменного тока длиной L с суммарной токовой нагрузкой I плотность тока на единицу длины составит I/L . При погонном активном сопротивлении r_0 потери активной мощности составят

$$\Delta P = 3 \int_0^L \left(\frac{I}{L} l \right)^2 \cdot r_0 \cdot dl = 3 \frac{I^2}{L^2} r_0 \int_0^L l^2 dl = 3 \frac{I^2}{L^2} r_0 \frac{l^3}{3} \Big|_0^L = I^2 \cdot r_0 \cdot l = I^2 \cdot R.$$

Если бы нагрузка была сосредоточена в конце, то потери мощности определялись бы следующим образом:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R.$$

Сравнивая приведенные выражения, видим, что потери мощности в линии с равномерно распределенной нагрузкой в три раза меньше.

4.3. Расчет потерь мощности в трансформаторах

Потери активной и реактивной мощностей в трансформаторах и автотрансформаторах разделяются на потери в стали и потери в меди (нагрузочные потери). Потери в стали – это потери в проводимостях трансформаторов. Они зависят от приложенного напряжения. Нагрузочные потери – это потери в сопротивлениях трансформаторов. Они зависят от тока нагрузки.

Потери активной мощности в стали трансформаторов – это потери на перемагничивание и вихревые токи. Определяются потерями холостого хода трансформатора ΔP_x , которые приводятся в его паспортных данных.

Потери реактивной мощности в стали определяются по току холостого хода трансформатора, значение которого в процентах приводится в его паспортных данных:

$$\Delta Q_{ст} = \Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_{ном}.$$

Потери мощности в обмотках трансформатора можно определить двумя путями:

- по параметрам схемы замещения;
- по паспортным данным трансформатора.

Потери мощности по параметрам схемы замещения определяются по тем же формулам, что и для ЛЭП:

$$\Delta P_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U^2} R_{\text{т}};$$

$$\Delta Q_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U^2} X_{\text{т}},$$

где S – мощность нагрузки; U – линейное напряжение на вторичной стороне трансформатора.

Для трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора потери в меди определяются как сумма потерь мощности каждой из обмоток.

Получим выражения для определения потерь мощности по паспортным данным двухобмоточного трансформатора.

Потери короткого замыкания, приведенные в паспортных данных, определены при номинальном токе трансформатора

$$\Delta P_{\text{к}} = 3 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot R_{\text{т}} = \frac{S_{\text{ном}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{т}}. \quad (4.1)$$

При любой другой нагрузке потери в меди трансформатора равны

$$\Delta P_{\text{мд}} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{т}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{т}}. \quad (4.2)$$

Разделив выражение (4.1) на (4.2), получим

$$\frac{\Delta P_{\text{к}}}{\Delta P_{\text{мд}}} = \frac{S_{\text{ном}}^2}{S}.$$

Откуда найдем $\Delta P_{\text{мд}}$

$$\Delta P_{\text{мд}} = \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2.$$

Если в выражение для расчета $\Delta Q_{\text{мд}}$ подставить выражение для определения реактивного сопротивления трансформатора, то получим

$$\Delta Q_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} X_{\text{T}} = \frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}.$$

Таким образом, полные потери мощности в двухобмоточном трансформаторе равны

$$\Delta P_{\text{T}} = \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2; \quad \Delta Q_{\text{T}} = \Delta Q_{\text{х}} + \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}.$$

Если на подстанции с суммарной нагрузкой S работает параллельно n одинаковых трансформаторов, то их эквивалентные сопротивления в n раз меньше, а проводимости в n раз больше. Тогда

$$\Delta P_{\text{T}} = n \cdot \Delta P_{\text{х}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2;$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = n \cdot \Delta Q_{\text{х}} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}.$$

Для n параллельно работающих одинаковых трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) потери мощности рассчитываются по формулам

$$\Delta P_{\text{T}} = n \cdot \Delta P_{\text{х}} + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{к. в}} \left(\frac{S_{\text{в}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{к. с}} \left(\frac{S_{\text{с}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{к. н}} \left(\frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right];$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = n \cdot \Delta Q_{\text{х}} + \frac{1}{100 \cdot n \cdot S_{\text{НОМ}}} (U_{\text{к. в}} \cdot S_{\text{в}}^2 + U_{\text{к. с}} \cdot S_{\text{с}}^2 + U_{\text{к. н}} \cdot S_{\text{н}}^2),$$

где $S_{\text{в}}$, $S_{\text{с}}$, $S_{\text{н}}$ – соответственно мощности, проходящие через обмотки высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора.

4.4. Приведенные и расчетные нагрузки потребителей

Расчетная схема замещения участка сети представляет собой довольно сложную конфигурацию, если учитывать полную схему замещения ЛЭП и трансформаторов. Для упрощения расчетных схем

сетей с номинальным напряжением до 220 кВ включительно вводят понятия *приведенные* и *расчетные нагрузки*.

Приведенная к стороне высшего напряжения нагрузка потребительской ПС представляет собой сумму заданных мощностей нагрузок на шинах низшего и среднего напряжений и потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях трансформаторов. Приведенная к стороне высшего напряжения нагрузка ЭС представляет собой сумму мощностей генераторов за вычетом нагрузки местного района и потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях трансформаторов.

Расчетная нагрузка ПС или ЭС определяется как алгебраическая сумма приведенной нагрузки и половин зарядных мощностей ЛЭП, присоединенных к шинам высшего напряжения ПС или ЭС.

$$P_{\text{пр}} + jQ_{\text{пр}} = P_{\text{н}} + jQ_{\text{н}} + \Delta P_{\text{т}} + j\Delta Q_{\text{т}};$$

$$P_{\text{р}} + jQ_{\text{р}} = P_{\text{пр}} + jQ_{\text{пр}} - 0,5j\Delta Q_{\text{С1}} - 0,5j\Delta Q_{\text{С2}}.$$

Зарядные мощности определяются до расчета режима по номинальному, а не реальному напряжению, что вносит вполне допустимую погрешность в расчет.

Возможность упрощения расчетной схемы при использовании приведенных и расчетных нагрузок показана на рис. 4.3.

4.5. Расчет потерь электроэнергии

При передаче электроэнергии часть ее расходуется на нагрев, создание электромагнитных полей и другие эффекты. Этот расход принято называть потерями. В электроэнергетике термин «потери» имеет специфическое значение. Если в других производствах потери связаны с браком продукции, то потери электроэнергии – это технологический расход на ее передачу.

Величина потерь электроэнергии зависит от характера изменения нагрузки в рассматриваемый период времени. Например, в ЛЭП, работающей с неизменной нагрузкой, потери электроэнергии за время t рассчитываются следующим образом:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t,$$

где ΔP – суммарные потери активной мощности в сопротивлении и проводимости ЛЭП.

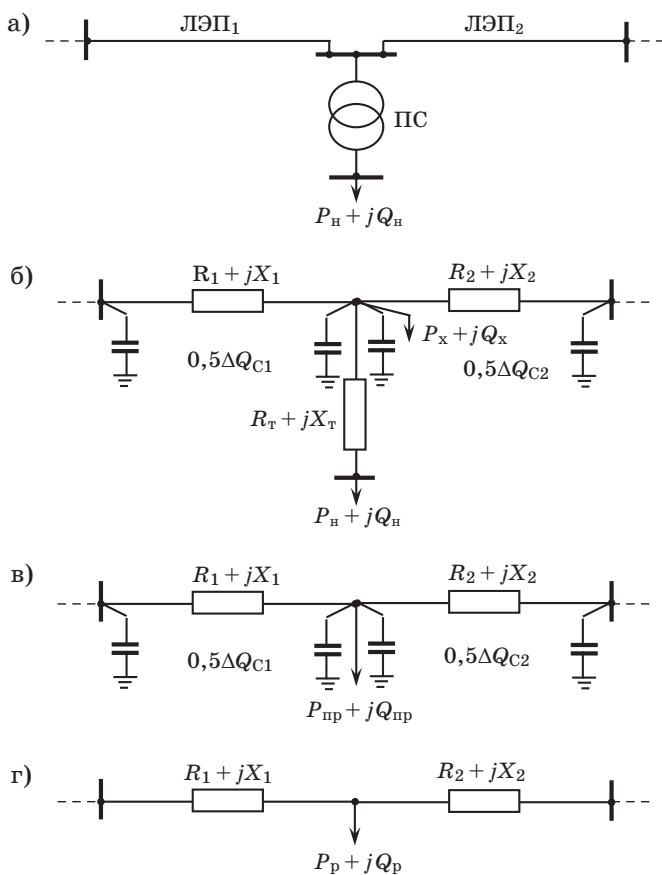


Рис. 4.3. Этапы упрощения расчетной схемы: а – исходная схема; б – полная схема замещения; в – схема замещения с приведенной нагрузкой; г – схема замещения с расчетной нагрузкой

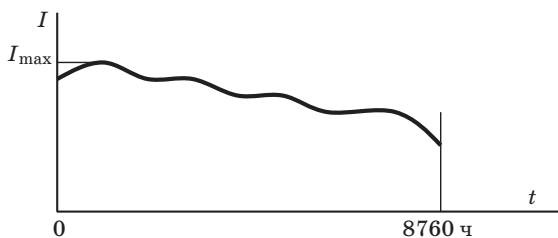


Рис. 4.4. График нагрузки потребителя

Если нагрузка меняется, то потери электроэнергии можно считать различными способами. В зависимости от используемой математической модели методы делятся на две группы:

- детерминированные;
- вероятностно-статистические.

Наиболее точным из детерминированных методов является метод расчета потерь электроэнергии *по графику* нагрузок для каждого потребителя.

Предположим, что нагрузка потребителя в году менялась по следующему графику (рис. 4.4).

Тогда

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \int_0^{8760} I_t^2 \cdot dt = R \cdot \int_0^{8760} \frac{S_t^2}{U_t^2} dt = R \cdot \left(\int_0^{8760} \frac{P_t^2}{U_t^2} dt + \int_0^{8760} \frac{Q_t^2}{U_t^2} dt \right).$$

Интеграл – это фактически площадь, ограниченная графиком изменения квадрата тока. Таким образом, потери активной электроэнергии пропорциональны площади квадратичного годового графика нагрузки.

Так как напряжение на шинах электроприемника меняется незначительно, то его значение можно считать неизменным. Заменяя интеграл суммой площадей прямоугольников с шагом Δt_i , получим

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах при заданном графике нагрузки при использовании его паспортных данных рассчитываются по формулам:

- для двухобмоточных трансформаторов

$$\Delta W_T = \left[n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 \right] \cdot \Delta t_i;$$

- для трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов)

$$\Delta W_T = \left[n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{к.в} \left(\frac{S_B}{S_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_{к.с} \left(\frac{S_C}{S_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_{к.н} \left(\frac{S_H}{S_{НОМ}} \right)^2 \right] \right] \cdot \Delta t_i.$$

Достоинство метода – высокая точность расчета. Недостаток – большое количество вычислений.

Графики нагрузок не всегда известны. В этом случае потери электроэнергии можно вычислить другим детерминированным методом – через время максимальных потерь τ_M .

Метод τ_M основан на двух допущениях:

– максимальные потери в электрической сети наблюдаются в период максимума нагрузки в энергосистеме (утренний максимум с 9 до 11 часов; вечерний – с 17 до 21 часа);

– графики активной и реактивной мощностей подобны, т. е. график реактивной мощности пересчитан из графика активной мощности.

Время максимальных потерь τ_M – это время, в течение которого при работе потребителя с максимальной нагрузкой из сети потребляется такое же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику нагрузки. Исходя из определения, запишем:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n P_i^2 + Q_i^2 \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} P_{\max}^2 \cdot \tau_a + Q_{\max}^2 \cdot \tau_p ,$$

где τ_a , τ_p – соответственно время максимальных потерь для активной и реактивной нагрузок.

На практике эти значения усредняют и заменяют общим – τ_M . Тогда

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_{\max}^2 \cdot \tau_M .$$

Для типовых графиков нагрузки величина τ_M определяется по известной величине времени максимальных нагрузок T_M :

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10\,000} \right)^2 \cdot 8760 . \quad (4.3)$$

В соответствии с этим методом потери электроэнергии в элементах сети рассчитываются по формулам:

– в линии электропередач

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau_M ;$$

– в двухобмоточных трансформаторах

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_R \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_M ;$$

– в трехобмоточных трансформаторах (автотрансформаторах)

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_X \cdot 8760 + \\ + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{к.в} \left(\frac{S_B}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_{м.в} + \Delta P_{к.с} \left(\frac{S_C}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_{м.с} + \Delta P_{к.н} \left(\frac{S_H}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_{м.н} \right].$$

Величина $\tau_{м.в}$ рассчитывается по формуле (4.3) по величине $T_{м.в}$, значение которой определяется как средневзвешенное:

$$T_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\max i} \cdot T_{м i}}{\sum_{i=1}^n P_{\max i}}.$$

Аналогично определяется величина τ_m для ЛЭП, питающей несколько потребителей.

4.6. Мероприятия по снижению потерь мощности

Потери мощности и электроэнергии достигают значительных величин и являются одним из основных факторов, влияющих на экономичность сетей. Их величина регламентируется постановлениями региональных энергетических комиссий в сетях напряжением до 35 кВ и в сетях напряжением 35 кВ и выше.

Большая часть потерь электроэнергии (60–70%) приходится на сети напряжением 6–10 кВ. Поэтому перечисленные ниже мероприятия относятся к сетям этих напряжений и к электроприемникам:

- применение более высокой ступени напряжения (10 кВ вместо 6 кВ);
- повышение уровня напряжения в сети путем применения устройств регулирования напряжения;
- регулирование потоков активной и реактивной мощностей в отдельных звеньях сети;
- применение рациональных схем питания потребителей, которые позволяют осуществлять более экономичную загрузку ЛЭП и трансформаторов;
- рационализация энергохозяйств предприятий – улучшение $\cos\varphi$, правильный выбор мощности и загрузка электродвигателей.

5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Преподаватель выдает студенту задание на курсовой проект согласно варианту. В задании указываются тема работы, исходные данные для проектирования, перечень разделов расчетно-пояснительной записки, перечень обязательного графического материала.

5.1. Структура курсового проекта

Курсовой проект состоит из пояснительной записки и графических материалов.

Пояснительная записка должна содержать в указанном порядке следующее:

- титульный лист;
- задание на курсовой проект;
- реферат;
- содержание с указанием страниц;
- введение;
- расчетно-пояснительную часть;
- технико-экономическое обоснование;
- мероприятия по охране труда;
- выводы;
- перечень ссылок;
- чертежи.

Общий объем пояснительной записки не должен превышать 40–50 страниц набранного на компьютере текста (шрифт Times New Roman, кегль 14 пт, межстрочный интервал 1,15).

Графическая часть проекта должна содержать принципиальные и структурные схемы, конструкции, планы размещения оборудования, таблицы, графики, временные диаграммы и пр. с учетом содержания проекта.

По завершении проектирования сшитая и подписанная студентом пояснительная записка и графические материалы представляются на подпись руководителю проекта, который рекомендует его к защите.

Содержание курсового проекта на тему «Проект районной электрической сети»:

1. Проектирование электрической сети.
 - 1.1. Исходные данные.
 - 1.2. Определение расчетных нагрузок.

1.3. Обоснование необходимости и места сооружения узловой подстанции.

1.4. Выбор номинального напряжения в системе внешнего электроснабжения. Анализ возможной схемы внешнего электроснабжения.

1.5. Разработка вариантов системы внутреннего электроснабжения.

1.6. Выбор номинального напряжения сети. Выбор и проверка сечений проводов.

1.7. Выбор трансформаторов и компенсирующих устройств потребителей подстанций.

1.8. Расчет экономических показателей сравниваемых вариантов.

1.9. Выбор оптимального варианта схемы электроснабжения района.

1.10. Проектирование системы внешнего электроснабжения.

1.11. Анализ схемы электроснабжения района.

2. Охрана труда и техника безопасности в чрезвычайных ситуациях.

5.2. Анализ исходных данных

Описывается рельеф местности, на которой будет располагаться проектируемая электрическая сеть, географическое положение и топография района. Приводятся основные сведения о климатических условиях района: скорости ветра, толщине стенки гололеда и высоте снежного покрова, грозовой активности (количество грозových дней в году).

Пункт иллюстрируется ситуационным планом (рис. 5.1) расположения на местности основных потребителей электроэнергии, именуемых в дальнейшем узлами нагрузки (УН), относительно имеющихся в районе ИП.

Для каждого УН указывается состав потребителей по принадлежности к отрасли промышленности, сельскому хозяйству или коммунально-бытовому сектору и их мощность (в процентах от максимальной мощности УН), характер электропотребления (непрерывный, сезонный, много- или односменный), категория надежности их электроснабжения. Коротко описывается технология производства и обосновывается номинальное напряжение потребителей электроэнергии. В качестве примера в табл. 5.1 приведен состав потребителей некоторого промышленно-сельскохозяйственного района.

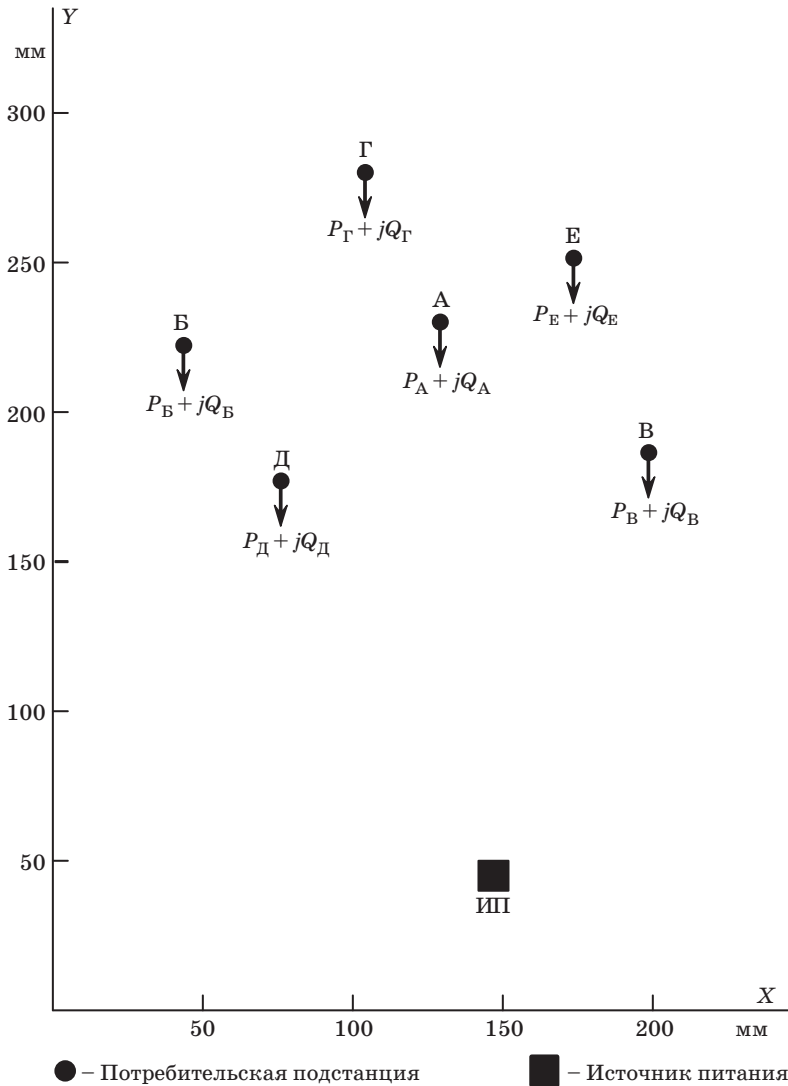


Рис. 5.1. Ситуационный план района проектируемой электрической сети

Сведения об УН

Узлы нагрузки	Состав потребителей, тип нагрузки	Доля нагрузки потребителя, %	Категория надежности	Номинальное напряжение, кВ
А	Ремонтно-механические предприятия	60	II	10
	Бытовые потребители	40	III	
Б	Химическая промышленность	80	I	6
	Бытовые потребители	20	III	
В	Легкая промышленность	85	I	6
	Бытовые потребители	15	III	
Г	Сельское хозяйство	70	II	10
	Бытовые потребители	30	III	
Д	Металлургия	30	II	10
	Бытовые потребители	70	III	
Е	Пищевая промышленность	55	II	10
	Бытовые потребители	45	III	

Дается характеристика ИП: их удаленность, имеющиеся номинальные напряжения, располагаемая мощность, мощности короткого замыкания на шинах всех уровней напряжения в максимальном и минимальном режимах энергосистемы.

5.3. Определение расчетных электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок выполняется на основе суточных графиков активной и реактивной мощностей для зимнего и летнего периодов каждого УН, которые приводятся в курсовом проекте в табличном виде (табл. 5.2).

Для определения расчетной активной электрической нагрузки находятя совмещенные максимумы активной $P_{м.с}$ и реактивной $Q_{м.с}$ нагрузок как максимальные ординаты графиков $P_{\Sigma}(t)$ и $Q_{\Sigma}(t)$,

полученных суммированием ординат графиков нагрузки УН для совпадающих моментов времени зимних режимных суток:

$$P_{\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t), \quad Q_{\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^n Q_i(t),$$

где $P_i(t)$, $Q_i(t)$ – ординаты активной и реактивной нагрузок i -го узла нагрузки ($i = 1, 2, \dots, n$).

Результаты суммирования записываются в соответствующие итоговые строки табл. 5.2. Аналогично получаются суммарные графики нагрузки для летних режимных суток, а результаты записываются в таблицу, подобную табл. 5.2. На основании итоговых строк таблиц суммирования нагрузок на отдельном листе строятся групповые графики нагрузки, соответствующие зимним и летним режимным суткам (рис. 5.2).

Расчет электрических нагрузок необходим для решения вопросов о величине номинального напряжения электрической сети, целесообразности сооружения узловой подстанции и многих других вопросов, возникающих на стадии проектирования.

В расчетной нагрузке к зафиксированным по групповым графикам нагрузки совмещенным максимумам добавляются потери мощности в трансформаторах потребительских подстанций (ПС) и распределительной сети:

$$P_p = P_{\text{м.с}} + \Delta P, \quad Q_p = Q_{\text{м.с}} + \Delta Q.$$

Полная расчетная нагрузка

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

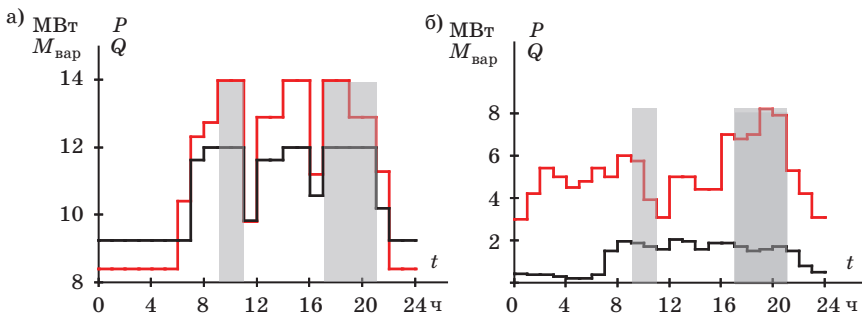


Рис. 5.2. Графики активной P и реактивной Q нагрузок для узлов нагрузки в зимние (а) и летние (б) режимные сутки

Таблица 5.2

Значения графиков нагрузки в зимние режимные сутки

Характер нагрузки	Наименование узла	Величина активной $P(t)$ и реактивной $Q(t)$ нагрузок в час t																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Активная, МВт	А	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	14,5	17,6	18,2	20,0	13,9	18,2	20,0	15,8	20,0	18,2	20,0	18,2	18,2	18,2	18,2	16,4	12,1	12,1
	Б	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	2,0	3,5	4,0	4,0	3,7	3,5	3,7	3,7	3,5	3,7	3,7	3,5	3,7	3,6	3,6	3,0	1,8	1,7
	В	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	21,9	21,9	21,9	21,9	25,0	25,0	25,0	21,9	25,0	25,0	20,4	21,9	21,9	21,9	21,9	19,7	17,4
	Г	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,9	1,2	1,8	2,7	3,0	2,6	2,2	2,0	2,6	2,4	2,1	2,4	2,3	2,0	2,1	2,0	2,3	1,7	1,1
	Д	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Е	1,9	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1	1,6	2,3	3,6	4,0	3,5	2,9	2,7	3,5	3,3	2,8	3,1	3,0	2,7	2,9	2,7	3,0	2,9	2,1	
<i>Итого</i>	<i>39,3</i>	<i>39,1</i>	<i>38,9</i>	<i>38,8</i>	<i>38,6</i>	<i>38,8</i>	<i>45,7</i>	<i>56,1</i>	<i>59,9</i>	<i>61,9</i>	<i>60,7</i>	<i>56,5</i>	<i>60,6</i>	<i>62,0</i>	<i>60,1</i>	<i>58,1</i>	<i>57,7</i>	<i>62,6</i>	<i>57,5</i>	<i>55,1</i>	<i>57,0</i>	<i>54,3</i>	<i>46,5</i>	<i>42,1</i>	
Реактивная, вар	А	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	12,3	12,3	12,3	14,5	15,0	12,3	14,5	15,0	13,2	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	12,7	10,9	10,9
	Б	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,3	1,1	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,1	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1	0,6	0,3
	В	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	14,5	14,5	14,5	14,5	16,0	16,0	14,5	14,5	16,0	16,0	14,1	14,5	14,5	14,5	14,5	14,1	13,1
	Г	0,6	0,7	0,6	0,5	0,6	0,6	0,5	1,1	1,9	2,0	1,9	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,5	0,9	0,6
	Д	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,3	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Е	1,1	1,5	1,2	1,0	1,2	1,0	0,9	2,1	1,7	2,0	1,7	2,2	2,6	2,6	2,2	2,6	2,0	2,7	2,5	2,5	2,4	2,0	1,7	1,2	
<i>Итого</i>	<i>29,0</i>	<i>29,5</i>	<i>29,1</i>	<i>28,7</i>	<i>29,9</i>	<i>29,4</i>	<i>29,7</i>	<i>33,7</i>	<i>25,7</i>	<i>39,5</i>	<i>39,0</i>	<i>36,6</i>	<i>40,0</i>	<i>38,7</i>	<i>38,2</i>	<i>38,4</i>	<i>39,3</i>	<i>36,9</i>	<i>37,0</i>	<i>36,9</i>	<i>35,4</i>	<i>30,8</i>	<i>28,8</i>	<i>28,8</i>	
					min																				
																									max

Поскольку линии и трансформаторы будущей сети еще не выбраны, потери мощности в них определяются по эмпирическим формулам в долях от полной максимальной нагрузки района S_M :

$$\Delta P = \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{тр}} = (0,03 + 0,02)S_M = 0,05S_M,$$

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{л}} + \Delta Q_{\text{тр}} = (0,05 + 0,1)S_M = 0,15S_M,$$

а сама максимальная нагрузка составляет

$$S_M = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{M.i}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{M.i}\right)^2},$$

где $P_{M.i}$ и $Q_{M.i}$ – максимальные нагрузки каждого i -го потребителя в зимние режимные сутки.

Суммарные графики нагрузки используются также для определения годового потребления электроэнергии в районе. Для этого вначале определяется суточное потребление электроэнергии в зимние и летние режимные сутки по итоговым строкам таблиц построения групповых графиков нагрузки для соответствующего времени года:

$$W_{\text{сут. з л}} = \Delta t \sum_{t=1}^{24} P_{\Sigma t. з (л)}, \quad V_{\text{сут. з (л)}} = \Delta t \sum_{t=1}^{24} Q_{\Sigma t. з (л)},$$

где Δt – интервал времени дискретизации графиков, равный одному часу.

Для условий Санкт-Петербурга количество зимних суток принимается равным 213, а летних – 152. Таким образом, годовое потребление электроэнергии составляет

$$W_{\Gamma} = 213W_{\text{сут. з}} + 152W_{\text{сут. л}}.$$

Число часов использования максимума активной T_M мощности равно

$$T_M = \frac{W_{\Gamma}}{P_{M.c}}$$

Число часов максимальных потерь [9, 11]

$$\tau = (0,124 + T_M / 10000)^2 8760.$$

Коэффициент неравномерности графика:

– в суточном разрезе $\alpha_{\text{сут. з}} = P_{\text{мин. з}} / P_{M.c}$, $\alpha_{\text{сут. л}} = P_{\text{мин. л}} / P_{M.c, л}$,
 – в годовом разрезе $\alpha = P_{\text{мин}} / P_M$,

где $P_{м.з}$, $P_{м.л}$ – минимальные активные нагрузки в зимние и летние режимные сутки; $P_{м.с.л}$ – совмещенный максимум активной нагрузки в летние режимные сутки.

Коэффициент заполнения графика нагрузки равен

$$\beta = \frac{T_m}{8760}.$$

Охарактеризуем индивидуальные графики нагрузки с позиции расчета режимов в проектируемой электрической сети. Выделим три режима: максимальных, минимальных нагрузок и наибольших нагрузок в энергосистеме.

Режим максимальных нагрузок оценим по совмещенному максимуму активной нагрузки $P_{м.с}$. Для момента наступления этого значения выберем величины активных мощностей из табл. 5.2 и занесем их в табл. 5.3. Суммарный максимум $Q_{м.с}$ реактивной мощности может наступать в момент времени, отличный от момента наступления $P_{м.с}$. Однако полная максимальная мощность $S_{м.с}$ будет наблюдаться одновременно с $P_{м.с}$. Поэтому значения реактивных нагрузок узлов выпишем для того же момента времени, а соответствующую ему суммарную реактивную мощность будем обозначать как $Q'_{м.с}$.

Аналогично поступим с определением параметров минимального режима, для которого введем обозначения минимальных суммарных нагрузок P_m и Q_m . Соответствующие моменту наступления суммарного минимума активные и реактивные нагрузки узлов выпишем в табл. 5.3.

Как правило, совмещенный максимум нагрузки наблюдается в зимние режимные сутки, а суммарный минимум – в летние. Однако для некоторых потребителей (например, в сельском хозяйстве) с сезонными нагрузками может сложиться противоположная ситуация. Поэтому прежде чем заполнять табл. 5.3, необходимо проанализировать результаты расчета групповых графиков нагрузки в режимные сутки.

Для управления максимумом нагрузки энергосистема ввела понятие наибольших нагрузок в энергосистеме. Эти нагрузки в системе приходятся на утренние часы (с 9 до 11 – утренний максимум) и вечерние часы (с 17 до 21 – вечерний максимум). На это время приходятся наибольшие значения платы за электроэнергию, чтобы стимулировать предприятия снижать нагрузку в указанные часы. В эти же периоды времени контролируется потребление реактивной мощности в узлах нагрузки.

Параметры режимов узлов нагрузки

Наименование узла	Максимальный режим		Минимальный режим		Режим наибольших нагрузок в энергосистеме		
	P_M , МВт	Q_M , Мвар	$P_{мин}$, МВт	$Q_{мин}$, Мвар	$P_{\phi 1}$, МВт	$Q_{\phi 1}$, Мвар	$tg_{\phi 1}$
А	20,0	15,0	12,1	11,6	20,0	15,0	0,7
Б	3,5	1,1	1,3	0,1	4,0	1,3	0,3
В	20,4	14,1	17,4	13,1	21,9	14,5	0,6
Г	2,3	1,4	0,8	0,6	3,0	2,0	0,6
Д	8,3	2,6	5,9	2,3	9,0	2,7	0,3
Е	3,0	2,7	1,1	1,2	4,0	2,0	0,5

По табл. 5.2 устанавливаем, на утренний или вечерний максимум приходится наибольшие фактические значения активной мощности $P_{\phi 1i}$ каждого УН, и выписываем его в табл. 5.3.

Соответствующее значение реактивной мощности $Q_{\phi 1i}$ записываем для того же часа, что и $P_{\phi 1i}$. Если в часы наибольших нагрузок в энергосистеме одинаковое значение активной мощности $P_{\phi 1i}$ длится несколько часов, а реактивная мощность при этом имеет различные значения, то из всех возможных выбирается наибольшее значение. По значениям $P_{\phi 1i}$ и $Q_{\phi 1i}$ рассчитывается

$$tg_{\phi 1i} = \frac{Q_{\phi 1i}}{P_{\phi 1i}}.$$

5.4. Обоснование необходимости сооружения узловой подстанции и выбор места ее расположения

Сооружение узловой подстанции (УП) позволяет сократить протяженность электрической сети и, следовательно, уменьшить капитальные вложения. Решение о необходимости УП может быть получено на основе технико-экономического сравнения вариантов. Однако практика проектирования выработала критерий, в соответствии с которым УП целесообразно сооружать, если расстояние от источника питания до теоретического центра нагрузок (ТЦН) не менее чем в три раза превышает средневзвешенное расстояние $L_{ср. взв}$ от ТЦН до всех УН.

Координаты ТЦН вычисляются по формулам

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Mi} X_i}{\sum_{i=1}^n P_{Mi}}, \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Mi} Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Mi}},$$

в которых X_i, Y_i – координаты i -го узла нагрузки, определяемые в мм на основании рис. 5.1. Координаты ТЦН наносятся на ситуационный план.

Данные для расчета координат ТЦН и $L_{\text{ср. взв}}$ заносятся в табл. 5.4.

Чтобы найти средневзвешенное расстояние, вначале необходимо определить расстояния $L_{\text{ТЦН-УН}}$ (мм) от ТЦН до каждого i -го узла и затем подставить в формулу

$$L_{\text{ср. взв}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Mi} L_{\text{ТЦН-}i}}{\sum_{i=1}^n P_{Mi}}.$$

Далее замеряется расстояние в мм от ИП до ТЦН ($L_{\text{ИП-ТЦН}}$) и делится на $L_{\text{ср. взв}}$

$$\gamma = \frac{L_{\text{ИП-ТЦН}}}{L_{\text{ср. взв}}}.$$

Если в итоге получилось, что $\gamma \geq 3$ (или близко к трем), можно делать вывод о том, что необходимо соорудить УП. Узловую подстанцию удобно совместить с одним из ближайших к ТЦН узлов нагрузки, чтобы не увеличивать количество подстанций. Капитальные вложения в систему электроснабжения можно сократить, если

Таблица 5.4

К определению координат ТЦН и $L_{\text{ср. взв}}$

Наименование УН	P_M , МВт	X, мм	Y, мм	$P_M X$, МВт · мм	$P_M Y$, МВт · мм	$L_{\text{ТЦН-УН}}$, мм	$P_M L_{\text{ТЦН-УН}}$, МВт · мм
А							
Б							
...							
<i>Итого</i>		–	–			–	

УП совместить с той потребительской подстанцией (ППС), которая из ближайших к ТЦН расположена ближе к источнику питания. При выборе ПС, с которой будет совмещена УП, следует учитывать нагрузку узла: чем она больше, тем предпочтительнее здесь соорудить УП.

5.5. Выбор номинального напряжения в системе внешнего электроснабжения. Анализ схемы внешнего электроснабжения

Номинальное напряжение сети существенно влияет на ее технико-экономические показатели и технические характеристики. Ориентировочно его можно определить по эмпирическим формулам, устанавливающим зависимость номинального напряжения от передаваемой мощности на одну цепь P (МВт) и расстояния L (км), на которую она передается. С этой целью используются либо формула Стилла

$$U_{\text{ном}} = 4,34\sqrt{L + 16P}, \quad (5.1)$$

которая справедлива при $L \leq 250$ км и $P \leq 60$ МВт, либо формула Илларионова [5], дающая удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ,

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}}. \quad (5.2)$$

Расстояние L в этих формулах измеряется в км, поэтому расстояние от ИП до УП, замеренное в см, необходимо умножить на масштаб m (в соответствии с рис. 5.1) и коэффициент неравномерности трассы $k_{\text{н.т}}$, принимаемый в расчетах от 1,05 до 1,3:

$$L = L(\text{см})mk_{\text{н.т}}. \quad (5.3)$$

По расчетному значению $U_{\text{ном}}$ выбирается ближайшее номинальное напряжение из шкалы средних номинальных напряжений.

Система внешнего электроснабжения предназначена для связи ИП с УП. Для обеспечения надежности и бесперебойности питания эта связь осуществляется по двум одноцепным линиям электропередачи (ЛЭП).

Если вблизи этой ЛЭП располагается одна из потребительских подстанций (ПС), то эту подстанцию следует включить в систему внешнего электроснабжения, проектирование которого будет выполнено позже. При этом, однако, следует учесть мощность потре-

бителя и напряжение, на котором предполагается его подключение к системе внешнего электроснабжения.

Для сетей 110 кВ нагрузка узла может быть достаточно мала, поскольку минимальная мощность трансформаторов на этом напряжении составляет 2,5 МВА. В сетях же 220 кВ минимальная мощность трансформаторов составляет 32 МВА.

5.6. Разработка вариантов системы внутреннего электроснабжения

В случае, если сооружение УП оказалось целесообразным, проект районной электрической сети удобно разделить на два самостоятельных раздела, в которых рассматриваются вопросы внешнего и внутреннего электроснабжения. К системе внешнего электроснабжения относится УП и линии связи этой подстанции с источником питания. В систему внутреннего электроснабжения включаются потребительские подстанции и распределительная сеть между ними и УП.

При наличии УП проектируются потребительские ПС и схема их питания от УП. Если УП нет, то проектируется схема электроснабжения УН непосредственно от источников питания.

До начала разработки вариантов схем электроснабжения района решается вопрос о количестве трансформаторов на потребительских ПС. При мощности потребителей III категории до 3000 кВА, а также для потребителей III и II категорий мощностью до 10 000 кВА при наличии передвижного резерва или резервного питания от других источников рекомендуется установка одного трансформатора. В остальных случаях рекомендуется, как правило, установка двух трансформаторов.

Выбор схемы электрической сети производится путем сравнения ряда вариантов ее исполнения (3–5 вариантов) при выполнении условий их сопоставимости. При этом все потребители района в зависимости от их взаиморасположения и местоположения источников питания или УП следует разделить на группы.

Для каждой группы потребителей намечаются варианты схем конфигурации сети. Такой подход к построению электрической сети района позволит путем технико-экономического расчета сравниваемых вариантов выбрать рациональное решение для каждой группы в отдельности, а затем синтезировать полную схему электрической сети для электроснабжения всех потребителей района.

Построение вариантов схемы производится с учетом категорий потребителей электроэнергии. Так, потребителей I и II категорий необходимо обеспечить питанием не менее чем по двум независимым линиям. При этом в соответствии с [7] УН мощностью более 10 000 кВА независимо от состава потребителей должны быть отнесены к I категории.

Следует подчеркнуть, однако, что двухцепная линия, подвешенная на одной опоре, не обеспечивает надежного электроснабжения таких потребителей, как металлургические заводы, химические комбинаты, шахты и пр., если эти УН расположены в IV и выше районах по гололеду. При мощности менее 10 000 кВА и отсутствии потребителей I категории или при их незначительном количестве и наличии резервного питания допускается их электроснабжение по одной линии.

Схемы районной электрической сети должны удовлетворять минимальным требованиям надежности и вместе с тем быть достаточно дешевыми и простыми. В этом смысле наиболее распространены радиальные, магистральные или простейшие замкнутые сети с упрощенными схемами первичных соединений, не содержащими сборных шин. Кроме того, не следует допускать перетоков мощности и стремиться к тому, чтобы протяженность линий электропередачи была как можно меньшей.

Для каждой группы делаются выкопировки из рис. 5.1 и намечаются возможные варианты (рис. 5.3). На этом рисунке показываются линии и выключатели, которые устанавливаются на головных участках линий, отходящих от УП, и в перемычках кольцевых схем. Длины участков сети необходимо показать в отдельной таблице, как это сделано в табл. 5.5.

Каждой предложенной схеме дается характеристика, учитывающая капиталоемкость (протяженность сети, количество выключателей), надежность, удобство эксплуатации.

Лучший вариант принимается по результатам технико-экономического сравнения двух-трех наиболее целесообразных вариантов каждой группы потребителей. Предварительный отбор вариантов производится по натуральным показателям, к которым относятся суммарная протяженность электрической сети $L_{л\Sigma}$ и количество выключателей $n_{в}$.

При расчете протяженности сети необходимо учитывать, что для потребителей II категории надежности в разомкнутых схемах линии можно выполнять на двухцепных опорах, что существенно сокращает капитальные вложения в сеть. Если же в одной схеме со-

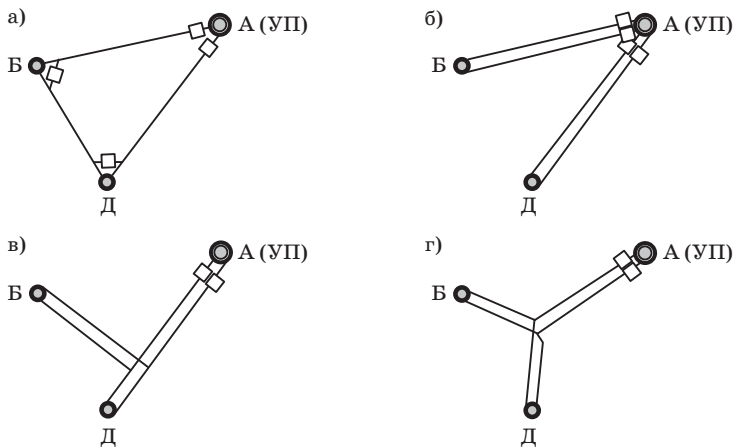


Рис. 5.3. Варианты схем электроснабжения для I группы потребителей:
 а – простая замкнутая схема; б – радиальная схема;
 в – магистральная схема с ответвлением; г – кратчайшая схема

Таблица 5.5

Длины участков ЛЭП

I группа потребителей			II группа потребителей		
Наименование участка	$L_{л}$		Наименование участка	$L_{л}$	
	см	км		см	км
А – Д			А – Е		
А – Б			А – В		
Б – Д			Е – В		
А – 1			А – 3		
1 – Б			3 – В		
1 – Д			3 – Е		
А – 2			А – Г		
2 – Б					
2 – Д					

держатся потребители и I, и II категорий, то вся сеть должна строиться из расчета обеспечения требований надежности для потребителей I категории.

Если позволяет район по гололеду [9], то и для потребителей I категории можно использовать двухцепные опоры. В замкнутых сетях суммарная протяженность сети $L_{л\Sigma}$ рассчитывается как сумма длин участков, проставленных на рисунке с вариантами. Для разомкнутых сетей, выполненных на одноцепных опорах, суммарная длина умножается на коэффициент 2, а в случае двухцепных опор – на коэффициент 1,6.

Для сопоставимости натуральных показателей вариантов количество выключателей в схеме заменяется эквивалентной по капитальным вложениям длиной линий электропередач (ЛЭП) $L_{эКВ}$ из расчета 3 км за один выключатель. Теперь можно найти суммарную длину L_{Σ} , характеризующую капитальные вложения в вариант:

$$L_{\Sigma} = L_{л\Sigma} + L_{эКВ}.$$

Результаты расчета натуральных показателей приводятся в таблице, подобной табл. 5.6.

На основе анализа полученных данных в каждой группе выбирается по два-три варианта с наименьшими значениями L_{Σ} , но обязательно принципиально отличающиеся по конфигурации (например, радиально-магистральные и кольцевые схемы).

В некоторых случаях взаимное расположение потребителей и УП таково, что количество намечаемых вариантов ограничено и не превышает трех. В этом случае они все принимаются к дальнейшему рассмотрению без сопоставления натуральных показателей.

Таблица 5.6

Натуральные показатели сравниваемых вариантов

Группа	Вариант	$L_{л\Sigma}$, км	$n_{в}$, шт.	$L_{эКВ}$, км	L_{Σ} , км
I	а	9,7	4	12,0	21,7
	б	12,7	4	12,0	24,7
	в	12,6	2	6,0	18,6
	г	12,5	2	6,0	18,5
II	а	12,4	2	6,0	18,4
	б	9,0	4	12,0	21,0

5.7. Выбор номинального напряжения

В отобранных для дальнейшего технико-экономического сравнения вариантах прежде всего выбирается номинальное напряжение сети. Основным критерием при этом служит пропускная способность и расстояние, на которое передается мощность при различных номинальных напряжениях.

Для решения вопроса о номинальном напряжении находится предварительное потокораспределение в намеченных вариантах сети. В разомкнутых сетях потоки мощности на участках вычисляются от конечных точек по направлению к узловой подстанции на основании первого закона Кирхгофа. Замкнутая сеть «разрезается» по УП. Затем рассчитывается мощность на головном участке с учетом допущения об однородности сети:

$$\underline{S}_Г = \frac{\sum_{j=1}^m \underline{S}_j L_{j-УП'}}{L_{УП-УП'}}, \quad (5.4)$$

где \underline{S}_j – мощность j -го узла; $L_{j-УП'}$ – расстояние от j -го узла до противоположного конца линии; $L_{УП-УП'}$ – суммарная длина линии от УП до УП'.

На остальных участках кольцевой сети расчет выполняется по первому закону Кирхгофа. Результаты расчета потоков мощности на участках во всех схемах наносятся на соответствующие рисунки (рис. 5.4).

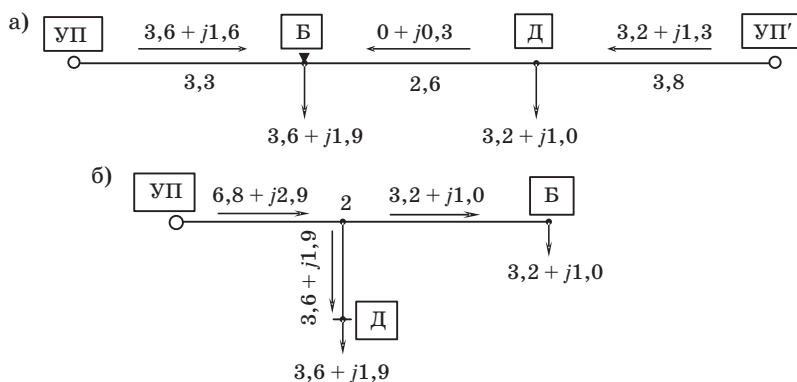


Рис. 5.4. Потокораспределение в схемах вариантов а и б
I группы потребителей

Таблица 5.7

Выбор номинального напряжения

Группа	Вариант	Наименование участка	$P_{\text{уч}}$, МВт	$n_{\text{ц}}$	P , МВт	L , км	U , кВ	$U_{\text{ном}}$, кВ
I	а	УП – Б	3,6	1	3,6	3,3	33,9	35
		Б – Д	0	1	0,0	2,6	7,0	
		Д – УП	3,2	1	3,2	3,8	32,2	
	г	УП – 2	6,8	2	3,4	2,6	32,8	35
		2 – Б	3,2	2	1,6	1,7	22,7	
		2 – Д	3,6	2	1,8	1,7	24,0	

Затем для каждого участка сети по формуле (5.1) или (5.2) рассчитывается номинальное напряжение (табл. 5.7).

Окончательно обоснование выбранного номинального напряжения осуществляется с учетом напряжений на шинах источника питания (при отсутствии УП), нецелесообразности использования в районной сети в пределах одной схемы двух разных номинальных напряжений, перспективы экономического развития района и пр.

На основании известных потоков мощности и принятого номинального напряжения выбираются экономически целесообразные сечения проводов. Сечения проводов рассчитываются по экономической плотности тока $j_{\text{ЭК}}$, которая принимается по ПУЭ в зависимости от числа часов максимальной нагрузки $T_{\text{м}}$, материала провода и его конструктивного исполнения.

5.8. Выбор сечений и марок проводов

Особое значение для сокращения потерь в линиях имеет правильный выбор сечений проводов с учетом экономических условий, одним из параметров которых является *экономическая плотность тока* $j_{\text{ЭК}}$. Анализ составляющих затрат на прокладку ЛЭП показан на рис. 5.5.

Приведенные затраты на сооружение ЛЭП складываются из трех составляющих:

Z_0 – не зависящая от сечения (затраты на сооружение и эксплуатацию опор, изоляторов);

$Z_1 - Z_0$ – пропорциональная сечению проводника, равная приведенным затратам на провода и издержкам на их амортизацию;

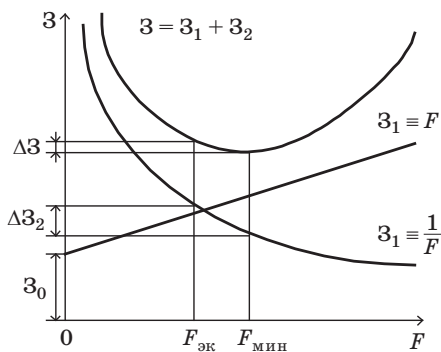


Рис. 5.5. Кривая приведенных затрат при выборе сечений ЛЭП

Z_2 – обратно пропорциональная сечению проводника величина, равная стоимости годовых потерь электроэнергии в линии.

Кривая приведенных затрат пологая. Поскольку ранее при проектировании электрических сетей основное внимание уделялось экономии цветного металла, экономическое сечение выбрано меньше, чем то, что соответствует минимуму приведенных затрат. Это привело к завышению $j_{\text{эк}}$ и, как следствие этого, к увеличению потерь в линиях.

$$\Delta Z_2 \equiv \Delta P_{\text{доп}},$$

где $\Delta P_{\text{доп}}$ может достигать 50% ΔP [5].

Для неизолированных алюминиевых проводов экономическая плотность тока равна 1,1–1,3 А/мм², тогда как в зарубежной практике $j_{\text{эк}}$ ниже – около 0,6–0,8 А/мм², что приводит к выбору больших сечений при тех же условиях, а следовательно, и к меньшим потерям электроэнергии в сетях вследствие их меньшего нагрева.

Значение экономического сечения зависит от соотношения стоимостей электроэнергии и проводниковых материалов. Поэтому рекомендуемые в ПУЭ значения $j_{\text{эк}}$ могут не соответствовать сложившимся экономическим условиям.

В большинстве случаев сечение, выбранное по критерию ежегодных приведенных затрат, оказывается на две-три ступени выше по шкале сечений, чем сечение, рассчитанное по экономической плотности тока. Поэтому в дальнейшем проектировании используем этот метод.

Таблица 5.8

Выбор сечений проводов по экономической плотности тока

Участок	$P_{\text{уч}} + jQ_{\text{уч}}$, МВА	$S_{\text{уч}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	$n_{\text{пт}}$, шт.	$I_{\text{уч}}$, А	$F_{\text{эк}}$, мм ²	$F_{\text{ст}}$, мм ²
I группа, вариант а (рис. 5.4, а)							
УП – В	3,6 + j1,6	3,9	35	1	65,0	65,0	150
Б – Д	0,0 + j0,3	0,3	35	1	4,9	4,9	150
Д – УП	3,2 + j1,3	3,5	35	1	57,0	57,0	150
II группа, вариант г (рис. 5.4, б)							
УП – 2	6,8 + j2,9	7,4	35	2	61,0	61,0	120
2 – Б	3,2 + j1,0	3,4	35	2	27,7	27,7	120
2 – Д	3,6 + j1,9	4,1	35	2	33,6	33,6	120

Таблица 5.9

Принятые марки проводов с учетом области применения по ПУЭ

Район по гололеду	Марка провода	Сечение, мм ²		Отношение А : С	
		алюминия	стали	фактическое	по ПУЭ
IV–VI	АС 95/16	95,4	15,9	6,0	6,0–6,25
	АС 120/27	114	26,6	4,3	4,0–4,5
	АС 150/34	147	34,3	4,3	4,0–4,5

Экономическое сечение составляет

$$F_{\text{ЭК}} = I_p / j_{\text{ЭК}}, \quad (5.5)$$

где I_p – рабочий ток сети (А), определяемый по величине потока мощности на участке сети $S_{\text{уч}}$ (МВ×А) и номинальному напряжению $U_{\text{ном}}$ (кВ),

$$I_p = \frac{S_{\text{уч}} \cdot 10^3}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}n_{\text{ц}}}. \quad (5.6)$$

По экономическому сечению выбирается стандартное $F_{\text{ст}}$ (табл. 5.8) таким образом, чтобы учесть экономические соображения: при строительстве воздушных линий (ВЛ) на унифицированных опорах часто оказывается, что стоимость 1 км ВЛ меньшего сечения превышает таковую линий большего сечения.

При выборе стандартных сечений учитываются минимально допустимые значения по условиям короны и рекомендуемых диапазонов сечений при заданном номинальном напряжении [2, 9].

По выбранным стандартным сечениям подбираются марки проводов таким образом, чтобы обеспечить выполнение требований ПУЭ в отношении механической прочности проводов, прокладываемых в разных районах по гололеду. Это обеспечивается, если соотношение алюминиевой и стальной части провода соответствует требованиям ПУЭ [7].

Фактические значения F_a и F_c можно найти в Прил. П.А.4 [5, 8, 11]. Результаты выбора марок проводов приводятся в табл. 5.9.

5.9. Проверка принятых марок проводов по нагреву

Выбранные провода проверяются по нагреву в послеаварийном режиме. С этой целью производится сравнение тока послеаварийного режима $I_{\text{ав}}$ на каждом участке сети с допускаемым $I_{\text{доп}}$ для соответствующей марки провода.

Аварийный ток определяется с учетом количества цепей $n_{\text{ц, ав}}$ этого режима по формуле

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{уч, ав}} \cdot 10^3}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}n_{\text{ц, ав}}}, \quad (5.7)$$

где $S_{\text{уч, ав}}$ – потоки мощности на участках в послеаварийном режиме.

В разомкнутых сетях аварийная ситуация связана с отключением одной цепи. При этом потокораспределение не изменяется, но вся нагрузка ложится на одну цепь, что ведет к увеличению тока в два раза ($I_{ав} = 2I_p$).

В замкнутой сети наиболее тяжелыми авариями являются случаи отключения одного из головных участков. Это приводит к тому, что сеть становится разомкнутой и потокораспределение в ней находится по первому закону Кирхгофа. Поскольку заранее неизвестно, отключение какого из головных участков приведет к более серьезным последствиям, в работе рассматриваются оба случая (рис. 5.6).

Провод не перегревается при выполнении соотношения

$$I_{ав} \leq I_{доп} \quad (5.8)$$

Значения $I_{доп}$ берутся по справочным данным для выбранных марок проводов Прил. П.А.5 [5, 8]. Результаты проверки по нагреву приводятся в табл. 5.10.

Если для какого-то участка сети оказалось, что $I_{ав} > I_{доп}$, то необходимо увеличить сечение провода на этом участке. При этом, однако, необходимо проконтролировать, чтобы оно не превысило максимальное рекомендуемое сечение для используемого номинального напряжения.

После таблицы делается вывод о том, проходят ли выбранные марки проводов по нагреву токами послеаварийного режима.

Расчеты на корону не выполняются, поскольку минимальные стандартные сечения проводов в сети 110, 220 и 330 кВ сразу выбираются в соответствии с требованиями ПУЭ.

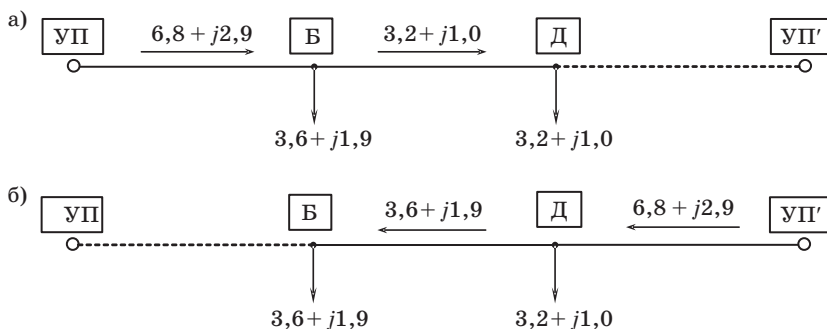


Рис. 5.6. Потокораспределение в послеаварийном режиме варианта а I группы потребителей при размыкании справа (а) и слева (б)

Таблица 5.10

**Проверка принятых марок проводов по нагреву длительным током
в послеаварийных режимах**

Группа	Вариант	Наименование участка	$P_{уч} + jQ_{уч}$, МВА	$I_{ав}$, А	Марка провода	$I_{доп}$, А	$I_{ав} < I_{доп}$
I	а	Отключение «справа»					
		УП – Б	$6,8 + j2,9$	122,1	АС 150/34	450	Да
		Б – Д	$3,2 + j1,0$	56,1	АС 150/34	450	Да
		Отключение «слева»					
		УП' – Д	$6,8 + j2,9$	122,1	АС 150/34	450	Да
		Д – Б	$3,6 + j1,9$	67,6	АС 150/34	450	Да
	б	УП – 2	$6,8 + j2,9$	122,1	АС 120/27	375	Да
		2 – Б	$3,2 + j1,0$	56,1	АС 120/27	375	Да
		2 – Д	$3,6 + j1,9$	67,6	АС 120/27	375	Да

5.10. Проверка сети по потерям напряжения

По потере напряжения проверяется не провод, а сеть от УП до каждой конечной точки. Эта проверка представляет собой оценку обеспечения качества электроэнергии на зажимах потребителей с точки зрения ГОСТа.

Требования стандарта будут выполняться при соблюдении условия

$$\Delta U_{\Sigma к} \leq \Delta U_{ав}.$$

Допустимое значение $\Delta U_{ав}$ зависит от возможности регулирования напряжения в системе [4]. Для сетей 35–110 кВ $\Delta U_{ав} = 15\%$.

Потеря напряжения на каждом участке сети определяется как продольная составляющая падения напряжения:

$$\Delta U_{ав} = \frac{P_{уч. ав} R + Q_{уч. ав} X}{U_{ном}}, \text{ кВ},$$

или в процентах:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_{ав}}{U_{ном}} 100\%,$$

где $P_{уч. ав}$ и $Q_{уч. ав}$ – активные и реактивные мощности на участках сети, известные из приближенного расчета потокораспределения

Расчет потерь напряжения в послеаварийных режимах

Группа	Вариант	Наименование участка	Марка провода	$P_{\text{уч}} + jQ_{\text{уч}}$, МВА	L , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R , Ом	X , Ом	ΔU	
										кВ	%
I	а	УП - Б	АС 150/34	$6,8 + j2,9$	3,3	0,198	0,406	0,65	1,34	0,24	0,68
		В - Д	АС 150/34	$3,2 + j1,0$	2,6	0,198	0,406	0,51	1,06	0,08	0,22
									Итого	0,32	0,90
I	а	УП - Д	АС 150/34	$6,8 + j2,9$	3,8	0,198	0,406	0,75	1,54	0,27	0,78
		Д - Б	АС 150/34	$3,6 + j1,9$	2,6	0,198	0,406	0,51	1,06	0,11	0,32
									Итого	0,38	1,10
I	б	УП - 2	АС 120/27	$6,8 + j2,9$	2,6	0,249	0,414	0,65	1,08	0,21	0,61
		2 - Б	АС 120/27	$3,2 + j1,0$	1,7	0,249	0,414	0,42	0,70	0,06	0,17
		2 - Д	АС 120/27	$3,6 + j1,9$	1,7	0,249	0,414	0,42	0,70	0,08	0,23
									Итого до Б	0,27	0,78
									Итого до Д	0,30	0,85

в послеаварийном режиме; R и X – активные и реактивные сопротивления соответствующих участков сети.

Сопротивления вычисляются по удельным величинам r_0, x_0 [2, 3] и длине линии l

$$R = r_0 l; X = x_0 l.$$

Результаты расчета потерь напряжения приводятся в табл. 5.11.

В варианте магистральной схемы с ответвлением в сети имеется несколько конечных точек k , для каждой из которых в итоговой строке должно быть записано соответствующее суммарное значение.

На основании расчетов, выполненных в табл. 5.11, делается заключение о допустимости потерь напряжения в проектируемой сети. Если получилось, что до некоторой конечной точки $\Delta U_{\Sigma k} > 15\%$, то можно попробовать увеличить сечение провода на одном или нескольких участках.

Если замена сечений оказалась неэффективной, то нужно принять более высокое номинальное напряжение или отказаться от варианта как технически нереализуемого. В этом случае следует принять к рассмотрению другой вариант из состава предложенных (п. 5.5).

5.11. Выбор трансформаторов и компенсирующих устройств потребительских подстанций

Для обеспечения минимально необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей I и II категорий установка двух одинаковых трансформаторов ($n_T = 2$) является наиболее целесообразным решением. При выходе из строя одного трансформатора оставшийся в работе должен взять на себя всю нагрузку ПС.

Требуемая мощность трансформатора $S_{\text{треб}}$ выбирается таким образом, чтобы при отключении одного трансформатора обеспечить питание потребителей I и II категорий:

$$S_{\text{треб}} \geq (0,6 - 0,75 S_M), \quad (5.9)$$

где $0,6-0,75$ – доля потребителей I и II категорий.

По $S_{\text{треб}}$ выбирается ближайшее значение номинальной мощности трансформаторов $S_{\text{тр. ном}}$.

Для выбранных трансформаторов рассчитываются коэффициенты загрузки:

– в нормальном режиме

$$k_3 = \frac{S_M}{n_T S_{\text{ном. т}}}, \quad (5.10)$$

– в послеаварийном режиме

$$k_{з. ав} = \frac{S_M}{(n_T - 1)S_{ном. T}}. \quad (5.11)$$

В нормальном режиме значения $k_{з}$ не должно выходить за пределы экономически целесообразных величин:

$$0,5 \leq k_{з} \leq 0,75,$$

а в аварийном режиме величина $k_{з. ав}$ не должна превышать технически допустимое значение [7]. На стадии проектирования можно принять, что

$$k_{з} \leq 1,5.$$

Результаты выбора трансформатора приведены в табл. 5.12.

Нормальное функционирование электроприемников, работающих с созданием электромагнитных полей, связано с потреблением из сети реактивной мощности. Это ведет к дополнительным потерям активной мощности в элементах сети.

Для разгрузки сети от реактивной мощности выполняется ее компенсация. На потребительских ПС целесообразно выполнить ее с помощью конденсаторных батарей, включаемых параллельно нагрузке (поперечная компенсация).

Мощность КУ определяется по формуле

$$Q_{КУ} = P_{\phi 1}(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭК}}), \text{ Мвар}. \quad (5.12)$$

Величина $\operatorname{tg} \varphi_0$ задается согласно [6] равным 0,25. При таком значении $\operatorname{tg} \varphi$ отсутствует дополнительная плата за перетоки реактивной энергии, обусловленная недостаточным оснащением предприятия средствами компенсации реактивной мощности.

Если $\operatorname{tg} \varphi_1 < \operatorname{tg} \varphi_0$, то КУ не устанавливаются.

При выборе номинальной мощности и количества комплектных конденсаторных установок следует исходить из необходимости равномерной разгрузки трансформаторов от реактивной мощности. Поскольку секционные выключатели на стороне низшего напряжения потребительских ПС отключены, количество однотипных установок должно быть кратно количеству секций на ПС (двум при двухобмоточных трансформаторах и четырем при трансформаторах с расщепленными обмотками).

Мощность и тип комплектных конденсаторных установок выбирается по [3] или другим современным каталогам КУ и фиксируются в табл. 5.13.

Таблица 5.12

Выбор трансформаторов потребительских подстанций

Наименование ПС	$P_M + jQ_M$, МВА	S_M , МВА	$S_{\text{тр.реб}}$, МВА	$S_{\text{т.ном}}$, МВА	$n_{\text{тр}}$	k_3	$k_{3,ав}$	Тип трансформатора
Б	$3,2 + j1,0$	3,35	2,39	2,5	2	0,67	1,34	ТМН-2500/35
В	$2,8 + j2,0$	3,44	2,46	2,5	2	0,69	1,38	ТМН-2500/35
Г	$3,6 + j1,9$	4,07	2,91	4	2	0,51	1,02	ТМН-4000/35
...

Таблица 5.13

Выбор компенсирующих установок

Наименование ПС	$P_{\Phi 1}$, МВт	$\text{tg}\varphi_1$	$Q_{\text{КУ}}$, Мвар	Тип трансформатора	$U_{2\text{ном}}$, кВ	Тип и количество КУ	$Q_{\text{КУ ном}}$, Мвар
Б	2,5	0,44	0,475	ТМН-2500/35	10	2 × ЕРМ (УКЛ57)-10,5-300	0,6
В	3,8	0,5	0,950	ТМН-2500/35	10	2 × ЕРМ (УКЛ57)-10,5-450	0,9
Г	4,3	0,33	0,344	ТМН-4000/35	10	2 × ЕРМ (УКЛ57)-10,5-150	0,3
...

Таблица 5.14

Проверка загрузки трансформаторов после установки КУ

Наименование ПС	$P_M + jQ_M$, МВА	$Q_{\text{КУ ном}}$, Мвар	$S_{\text{ном.тр}}$, МВА	S_M^k , МВА	$k_{3,к}$	$k_{3,ав,к}$	После замены трансформаторов	
							тип трансформатора	k_3
Б	$3,2 + j1,0$	0,6	2,5	3,2	0,64	1,29		
В	$2,8 + j2,0$	0,9	2,5	3,0	0,60	1,20		
Г	$3,6 + j1,9$	0,3	4	3,9	0,49	0,98	ТМН-2500	0,79
...

При установке КУ трансформаторы разгружаются от протекающей реактивной мощности, поэтому необходимо проверить их загрузку и выявить возможность установки трансформаторов меньшей мощности.

Коэффициенты загрузки трансформаторов вычисляются по формулам (5.10) и (5.11) с учетом того, что после компенсации нагрузка узла составляет

$$S_M^K = \sqrt{P_M^2 + Q_M - Q_{КУ\ ном}}^2. \quad (5.13)$$

Если в этом случае нарушается нижняя граница экономического интервала коэффициентов загрузки ($k_{з.к} < 0,5$), то следует рассмотреть возможность уменьшения номинальной мощности трансформаторов, устанавливаемых на ПС. Результаты проверки загрузки трансформаторов приводятся в табл. 5.14.

После табл. 5.14 делается анализ целесообразности замены трансформаторов на конкретных потребительских ПС. В некоторых случаях может возникнуть впечатление, что замена трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности необходима.

Однако иногда такая попытка не дает положительного результата (как, например, на ПС Г в табл. 5.14). В этой ситуации необходимо объяснить причину невозможности уменьшения мощности на потребительской подстанции.

5.12. Расчет экономических показателей сравниваемых вариантов

К экономическим показателям сравниваемых вариантов относятся капитальные вложения и эксплуатационные расходы (издержки).

Расчет экономических показателей ведется в национальной валюте. Сведения о стоимости ЛЭП и оборудования можно принимать по [5], исходя из условия, что 1 руб. соответствует 1 дол. США. Перевод в рубли необходимо выполнить по курсу $k_{руб}$ Национального банка России на день выдачи задания на курсовой проект. В технико-экономические расчеты не включаются группы, для которых намечен единственный вариант электроснабжения.

5.12.1. Расчет капитальных вложений

Капитальные вложения включают в себя затраты на линии электропередачи $K_{л}$ и оборудование $K_{об}$:

$$K = K_{л} + K_{об}.$$

Расчет капитальных вложений в ЛЭП производится по формуле

$$K_{л} = l_{л} k_{0л},$$

где $k_{0л}$ – удельная стоимость одного километра ЛЭП с учетом материала опор и их конструктивного исполнения.

Расчет выполняется в табл. 5.15.

Капитальные вложения в оборудование включают в себя стоимость оборудования на УП $K_{ОРУ}^{УП}$ и на потребительских ПС $K_{ОРУ}^{ПС}$:

$$K_{об} = K_{ОРУ}^{УП} + K_{ОРУ}^{ПС}.$$

Если варианты одной и той же группы потребителей выполнены на одном и том же номинальном напряжении, то стоимость трансформаторов не включается в стоимость оборудования потребительских ПС. В этом случае величина $K_{ОРУ}^{ПС}$ будет определяться только стоимостью коммутационного оборудования. Данные по стоимости выбираются из справочника [5] в зависимости от схемы первичных соединений ОРУ [10, 11].

Если центром питания считаются сборные шины УП, то возможны такие варианты схем первичных соединений: при номинальном напряжении 35 кВ применяется одиночная секционированная система шин, при напряжении 110–220 кВ используется схема с двумя системами сборных шин и обходной СШ.

На напряжении 6–10 кВ принимается одиночная секционированная система шин как для УП, так и для ППС.

На потребительских ПС принимаются упрощенные схемы первичных соединений с минимальным количеством выключателей: схема «блок линия – трансформатор» в разомкнутых сетях; схема «мостик» – в замкнутых сетях.

Если потребительские ПС расположены в четвертом и особом районах по гололеду, то в цепях трансформатора устанавливаются выключатели. В первом, втором и третьем районах по гололеду выключатели могут быть заменены отделителями и короткозамыкателями, если потребители не предъявляют особых требований к надежности электроснабжения.

Таблица 5.15

Расчет капитальных вложений в ЛЭП

Группа	Вариант	Наименование участка	Марка провода	Тип опор	L, км	$k_{0,1}$, т. у. е./км	К _д	
							т. у. е.	т. руб.
I	а	УП – В	АС 150/34	Ж/б одноцепные	3,3	13,4	44,22	
		Б – Д	АС 150/34					
		УП – Д	АС 150/34					
							<i>Итого</i>	
							129,98	

Таблица 5.16

Расчет капитальных вложений в оборудование

Группа	Вариант	Узловая подстанция				Потребительские ПС				К _{об}	
		Тип ОРУ	$k_{0,яч}$, т. у. е./яч.	$n_{яч}$	$K_{ОРУ}^{УП}$, т. у. е.	Тип ОРУ	$k_{0 ОРУ}$, т. у. е.	$n_{ОРУ}$	$K_{ОРУ}$, т. у. е.	т. у. е.	т. руб.
I	а	Один секц. СШ	9,1	2	18,2	Мостик	21,4	2	42,8	61,0	
	б		9,1	2	18,2	Блок Л–Т	2×5,4	2	21,6	39,8	

Расчет капитальных вложений в оборудование выполняется в табл. 5.16.

5.12.2. Расчет постоянных издержек

Ежегодные издержки эксплуатации на линии и оборудование ПС включают в себя амортизационные отчисления I_a , предназначенные для полной замены (реновации) основных фондов после их износа, и расходы на обслуживание сети $I_{обсл}$ (текущий ремонт, зарплату персонала, общественные расходы).

Эти издержки называются условно постоянными $I_{пост}$. Они могут быть приближенно оценены пропорционально стоимости основных фондов (капитальных вложений) по нормам p , учитывающим методику ускоренной амортизации [10]. Постоянные издержки рассчитываются отдельно для линий и оборудования, а затем суммируются:

$$I_{пост. л (об)} = \frac{P_{л (об)}}{100} K_{л (об)},$$

$$I_{пост} = I_{пост. л} + I_{пост. об}.$$

Результаты расчета постоянных издержек заносятся в табл. 5.17.

5.12.3. Расчет переменных издержек

Переменные издержки – это стоимость потерянной электроэнергии, вычисляемая по прогнозируемой средней закупочной цене $\bar{C}_э$ на электроэнергию на момент начала проектирования:

$$I_э = \bar{C}_э \cdot \Delta W. \quad (5.14)$$

Отметим, что потери на электроэнергию рассчитывают для нормального режима сети. Послеаварийный режим не рассматривают,

Таблица 5.17

Расчет постоянных издержек

Группа	Вариант	ЛЭП			Оборудование			$I_{пост}$ т. руб/г
		$P_{л, \%}$	$K_{л, т. руб.}$	$I_{пост. л, т. руб/г}$	$P_{об, \%}$	$K_{об, т. руб.}$	$I_{пост. об, т. руб/г}$	
I	а	7,2			14,4			
	б	7,2			14,4			

так как он существует кратковременно и практически не сказывается на экономических показателях, связанных с потерями электроэнергии.

Величина потерянной электроэнергии ΔW складывается из потерь электроэнергии в ЛЭП $\Delta W_{л}$ и в трансформаторах $\Delta W_{тр}$.

Потери электроэнергии в ЛЭП вычисляются по формуле

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \tau. \quad (5.15)$$

Расчеты потерь мощности и электроэнергии производятся для каждого варианта рассматриваемой группы потребителей.

Потери мощности на участке сети вычисляются по формуле

$$\Delta P_{л} = \frac{P_{уч}^2 + Q_{уч}^2}{U_{ном}^2 n_{ц}} R. \quad (5.16)$$

Рассчитав потери отдельных участков сети, находим суммарные потери мощности для каждого варианта $\Delta P_{л\Sigma}$:

$$\Delta P_{л\Sigma} = \sum_{i=1}^m \Delta P_{л} i. \quad (5.17)$$

Расчет потерь электроэнергии и стоимости потерь электроэнергии в ЛЭП выполняется только для итоговых строк табл. 5.18.

Если трансформаторы включаются в технико-экономический расчет (см. п. 5.12.1), то потери мощности в них вычисляются по формуле

$$\Delta P_{тр} = n_{т} \Delta P_{х} + n_{т} \Delta P_{к} \left(\frac{S_{м}}{n_{т} S_{тр. ном}} \right)^2 = \Delta P_{ст} + \Delta P_{мд}, \quad (5.18)$$

Таблица 5.18

Стоимость потерь электроэнергии в ЛЭП

Группа	Вариант	Наименование участка	S , МВА	R , Ом	$n_{ц}$	$\Delta P_{л}$, МВт/ч	$\Delta W_{л}$, МВт/ч	I_3 , т. руб/г
I	а	УП – Б	3,9	0,65	1	0,008		
		Б – Д	0,3	0,51	1	0,000		
		УП – Д	3,5	0,75	1	0,008		
		<i>Итого</i>				0,016	48,39	36,77

где ΔP_x – потери холостого трансформатора; ΔP_k – потери короткого замыкания.

Для каждой группы потребителей находятся суммарные потери в стали $\Delta P_{ст\Sigma}$ и в меди $\Delta P_{мд\Sigma}$ трансформаторов, что дает возможность рассчитать потери электроэнергии в трансформаторах по формуле

$$\Delta W_{тр\Sigma} = \Delta P_{ст\Sigma} T + \Delta P_{мд\Sigma} \tau, \quad (5.19)$$

где T – число часов работы трансформаторов в течение года, обычно $T = 8700$ часов.

Стоимость потерянной в трансформаторах электроэнергии вычисляется по формуле (5.19) для итоговой строки.

5.13. Выбор оптимального варианта схемы электроснабжения района

Сравниваемые варианты должны быть технически и экономически сопоставимы. Техническая сопоставимость вариантов обеспечивается правильным выбором сечений проводов и выполнением требований ПУЭ в отношении надежности при принятии схемных решений. Экономическая сопоставимость определяется выполнением четырех условий.

1. Равенство основного производственного эффекта, под которым будем понимать электроэнергию, отпущенную с шин центра питания (ЦП), например шины ИП или УП. Рассматриваемые варианты отличаются величиной потерь электроэнергии, следовательно, и основным производственным эффектом (ОПЭ). Для приведения к одному и тому же в ежегодных издержках учитывается стоимость потерянной электроэнергии, определенная по прогнозируемой средней закупочной цене.

2. Одинаковая надежность. Сравниваемые варианты отличаются по надежности, однако для каждого из них вероятность безотказной работы превышает величину $P = 0,999$ [8]. По рекомендациям головного института «Энергосетьпроект» предельная надежность составляет $P = 0,996$. В данном проекте фактор надежности рассматривается как условие ограничения, следовательно, варианты можно считать равнонадежными.

3. Сопоставимость цен, которая обеспечивается использованием одной и той же информационной базы при расчете всех вариантов.

4. Приведение затрат к одному моменту времени, принимаемому для сетевых объектов концу первого года.

При выполнении всех условий сопоставимости в качестве критерия оптимальности принимаемого решения в энергетике как социальной отрасли [8] может использоваться критерий минимума приведенных затрат:

$$З = E_n K_{\Sigma} + И \rightarrow \min,$$

где E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности капиталовложений; при сложившейся системе депозитных вкладов на текущий момент можно принимать величину $E_n = 0,25$ 1/год.

Результаты расчета затрат приведены в табл. 5.19.

На основании табл. 5.19 в каждой группе выбирается лучший вариант, удовлетворяющий условию минимума приведенных затрат.

Целесообразность принятого варианта оценивается расчетом экономического эффекта – натурального выражения ожидаемого результата:

$$\Theta = З - З_{\min},$$

где $З$ – затраты на ближайший к оптимальному вариант; $З_{\min}$ – затраты оптимального варианта.

Затем определяется экономическая эффективность – относительное выражение ожидаемого результата:

$$\Theta\phi = \frac{\Theta}{З_{\min}} \cdot 100\%.$$

Если эффективность меньше 5%, то варианты считаем равноэкономичными [9, 11]. В этом случае для окончательного выбора варианта привлекаются дополнительные неэкономические критерии:

- более высокая надежность;
- удобство в эксплуатации;
- более высокое качество напряжения;
- энергосбережение.

Таблица 5.19

**Сводная таблица технико-экономических показателей
сравниваемых вариантов**

Группа	Вариант	Кап. вложения, т. руб.			Издержки, т. руб/г				З, т. руб/г
		$K_{л}$	$K_{об}$	K_{Σ}	$I_{л}$	$I_{об}$	$I_{э}$	I	
I	а	1039,84	308,1	1347,94	74,87	44,37	36,77	156,01	493,00
	б	916,80	201,0	1117,8	66,01	28,94	45,69	140,64	420,09

Отметим, что критерий энергосбережения играет в условиях нестабильности цен на энергоносители важнейшую роль, поэтому должен всегда учитываться при прочих равных условиях.

Если сравниваются варианты с разными номинальными напряжениями, то в случае, когда $\Delta f \leq 5\%$, предпочтение отдается варианту с более высоким $U_{\text{ном}}$ [4].

Из наилучших вариантов в каждой группе синтезируется схема внутреннего электроснабжения района.

5.14. Проектирование системы внешнего электроснабжения

При выборе схемы внешнего электроснабжения может быть намечено несколько вариантов ее конфигурации, когда в районе имеются два и более источников, от которых может питаться обособленная в проекте УП. В схему внешнего электроснабжения могут входить и некоторые потребительские подстанции района, если они располагаются между источником и УП.

Выбор номинального напряжения и анализ возможной схемы системы внешнего электроснабжения выполнены в п. 5.5. Если оказалось, что системы внешнего и внутреннего электроснабжения отличаются, то на УП устанавливаются трехобмоточные трансформаторы (автотрансформаторы).

Наиболее экономичной является установка двух трансформаторов, мощность которых выбирается по расчетной нагрузке района в соответствии с методикой, изложенной в п. 5.11. Однако следует помнить, что при выборе мощности трансформаторов УП в качестве максимальной мощности необходимо принимать расчетные значения, определенные в п. 5.3. Если потребительские подстанции частично были включены в систему внешнего электроснабжения, то расчетную нагрузку узловой подстанции следует пересчитать.

Применение трех и более трансформаторов диктуется обеспечением требуемого перетока мощности, невозможностью доставки и монтажа на территории подстанции трансформаторов большей мощности, значительной нагрузкой на стороне 6–10 кВ, рядом других причин и требует специального технико-экономического обоснования.

Если напряжения системы внешнего и внутреннего электроснабжения совпадают, то УП представляет собой распределительную подстанцию. На ней устанавливаются трансформаторы, мощность которых должна обеспечить нормальную работу потребителей того УН, с которым совмещена узловая подстанция.

В любом случае со стороны низшего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов) УП предусматривается подключение компенсирующих устройств, мощность которых определяется режимом энергопотребления потребителей, подключенных к шинам 6–10 кВ.

Расчет системы внешнего электроснабжения выполняется по методике пп. 5.6–5.9. Необходимо обратить внимание на проверку сети по потере напряжения для ситуации, когда системы внешнего и внутреннего напряжения выполнены на одном и том же номинальном напряжении. В этом случае УП имеет статус распределительной, на ней нет устройств, с помощью которых можно регулировать напряжение в районной сети. Поэтому потеря напряжения на линии ИП–УП $\Delta U_{\text{внешн}}$ суммируется с максимальной потерей напряжения $\Delta U_{\text{внутр max}}$ в выбранной схеме внутреннего электроснабжения

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{\text{внешн}} + \Delta U_{\text{внутр max}}$$

и затем уже суммарные потери напряжения сравниваются с допустимым значением. При такой системе электроснабжения района вероятно нарушение условия

$$\Delta U_{\Sigma} < \Delta U.$$

Добиться восстановления неравенства можно несколькими способами:

- скорее всего, расчет потерь напряжения выполнялся без учета установки компенсирующих устройств. Необходимо повторить расчет с учетом мощности КУ;
- увеличить сечение проводов в системе внешнего электроснабжения;
- если ни одно из этих мероприятий или их совокупность не помогают, необходимо в системе внешнего электроснабжения принять более высокое напряжение.

Однако при этом нужно будет вернуться к началу проектирования этой системы: потребуются установка трансформаторов или автотрансформаторов на УП, изменение сечения проводов.

Возможно, придется отказаться от ранее принятой схемы подключения одного из потребителей к линии ИП–УП (по той причине, например, что в справочниках нет трансформаторов принятой ранее мощности трансформаторов на этой ПС с новым, более высоким номинальным напряжением).

При необходимости вариантного сравнения решений по системе внешнего электроснабжения выполняются расчеты согласно пп. 5.6–5.12. Каждый из рассматриваемых вариантов должен удовлетворять всем техническим требованиям как потребителей, так и энергоснабжающей организации.

5.15. Анализ схемы электроснабжения района

В этом пункте дается описание системы внешнего электроснабжения (номинальное напряжение, схема сети, протяженность линии, марка проводов, тип опор, количество, тип и мощность трансформаторов или автотрансформаторов, установленных на УП). При этом вначале обосновываются схемы первичных соединений

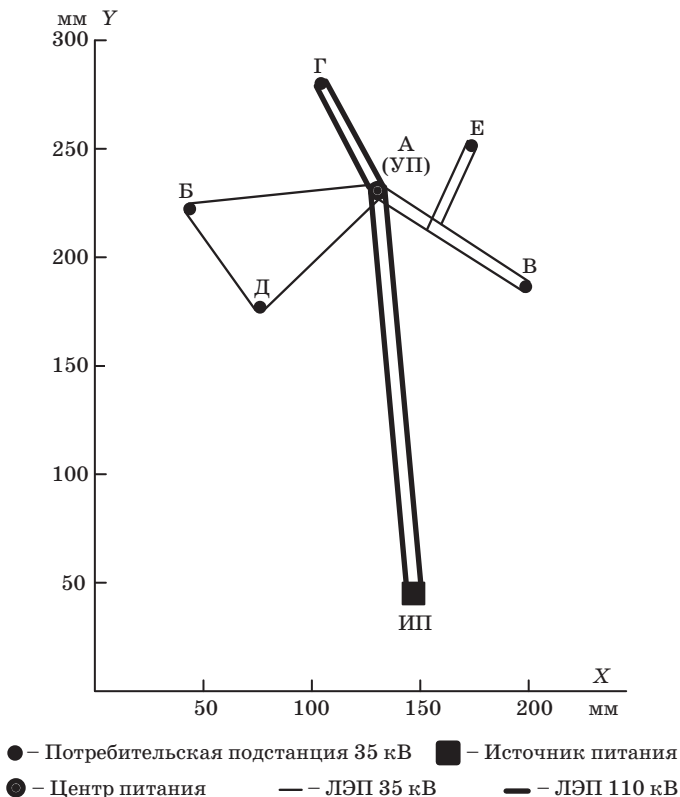


Рис. 5.7. Конфигурация районной электрической сети

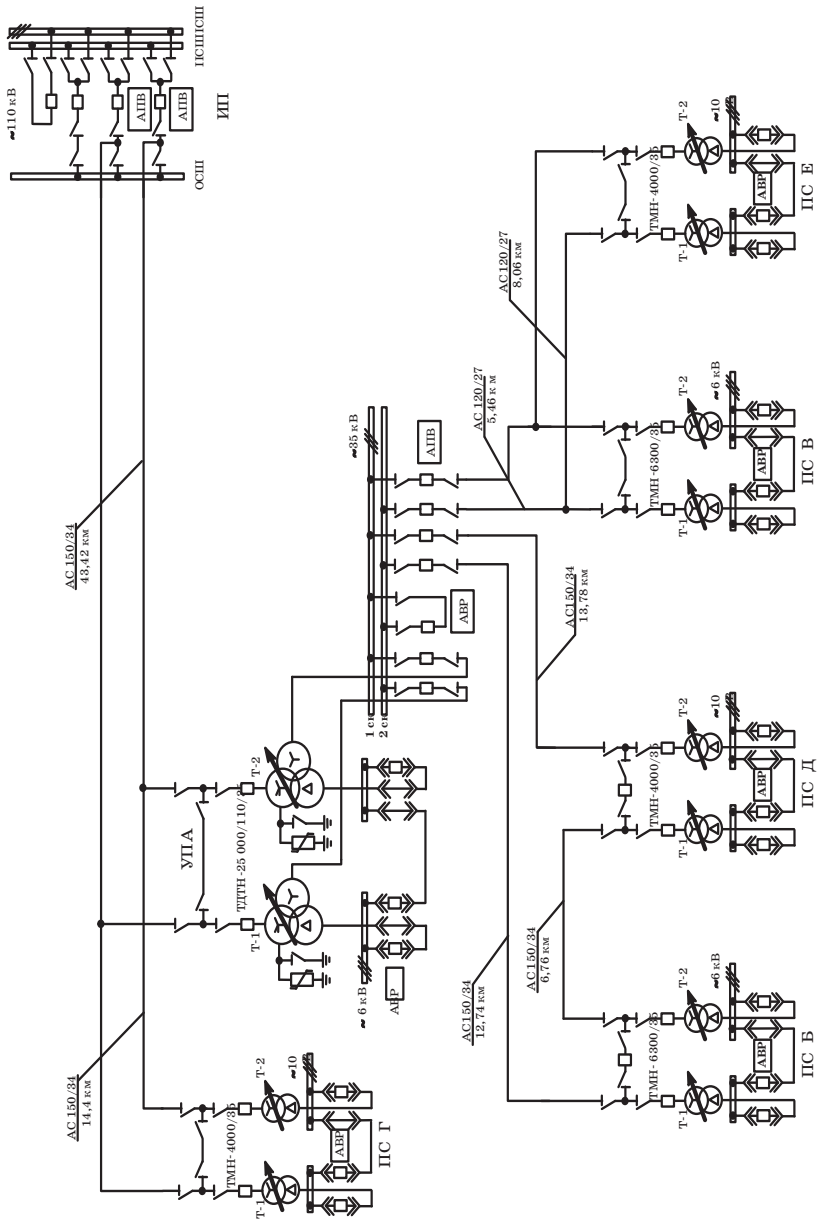


Рис. 5.8. Принципиальная схема электроснабжения потребительских подстанций

ИП и УП на всех номинальных напряжениях согласно [5, 10]. С этой целью изображается конфигурация электрической сети (рис. 5.7). По ней можно определить количество присоединений на шинах УП и схему соединения потребительских ПС.

Приводится принципиальная схема спроектированной электрической сети (рис. 5.8).

Затем описывается конфигурация сети внутреннего электропитания, обосновывается схема первичных соединений потребительских ПС, отмечаются достоинства выбранного варианта.

Приводятся марки принятых проводов и типы опор. Делается ссылка на принципиальную схему электроснабжения района.

Описываются основные средства автоматики, предусмотренные в схеме для обеспечения надежности и бесперебойности электропитания.

Перечень рекомендуемой литературы

1. ГОСТ 29322–2014 (IEC 60038:2009). Напряжения стандартные. – М.: Стандартинформ, 2015. – 13 с.
2. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
3. Компенсация реактивной мощности. – М.: Матик-электро (проспект), 2007.
4. Мельников Н. А. Электрические системы и сети: учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 599 с.
5. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
6. Положение о порядке расчета и обоснования нормативов технологических потерь (расходов) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям / Приказ Минпромэнерго России от 04.10.2005 № 267, рег. № 7122 от 28.10.2005 Минюста России.
7. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями. – Норматика, 2017. – 464 с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.
9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
10. Справочник по электроустановкам высокого напряжения / Под ред. И. А. Баумштейна и В. М. Хомякова. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 656 с.
11. Электрические системы и сети / Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач. – К.: Высш. шк. Головное изд-во, 1986. – 584 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Технические параметры электрооборудования

Таблица П.А.1

Экономическая плотность тока

Неизолированные провода и кабели	Экономическая плотность тока (А/мм ²) при количестве часов использования максимальной нагрузки в год		
	$1000 \leq T_m < 3000$	$3000 \leq T_m < 5000$	$T_m \geq 5000$
Медные	2,5	2,1	1,8
Алюминиевые	1,3	1,1	1

Таблица П.А.2

Минимальные диаметры проводов ВЛЭП по условиям короны, мм

$U_{\text{ном}}$, кВ	Нерасщепленные	Расщепленные
110	11,4 (марка АС-70/11)	
150	15,2 (марка АС-120/19)	
220	21,6 (марка АС-240/39)	
330	32,2 (марка АС-600/72)	$3 \times 17,1$ ($3 \times \text{АС-150/24}$) или $2 \times 21,6$ ($2 \times \text{АС-240/39}$)

Таблица П.А.3

Нормативная толщина стенки гололеда

Район по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда (мм) с повторением	
	1 раз в 5 лет (до 3 кВ)	1 раз в 10 лет (6–330 кВ)
I	5	5
II	5	10
III	10	15
IV	15	20
Особый	20 и больше	Больше 22

Таблица П.А.4

Область применения проводов марки АС

Толщина стенки гололеда	Сечение провода	Отношение сечений проводов А : С	Примечание
≤20	≤185	6,0–6,25	Бывшие АС
	≥240	7,71–8,04	Бывшие АСО
>20	≤95	6,0	Бывшие АС
	120–400	4,29–4,39	Бывшие АСУ
	≥450	7,71–8,04	Бывшие АСО
–	–	1,46	На больших проходах с пролетами больше 800 м

Таблица П.А.5

Технические параметры сталеалюминиевых проводов

Марка провода	Число и диаметр провода, мм		Расчетные сечения, мм ²		Отно- шение А : С	Расчет- ный диаметр провода, мм	Допус- тимый продолжи- тельный ток, А
	Алюми- ниевых	Сталь- ных	Алю- миния	Стали			
АС-70/11	6×3,8	1×3,8	68	11,3	6,02	11,4	265
АС-95/16	6×4,5	1×4,5	95,4	15,9	6	13,5	330
АС-120/19	26×2,4	7×1,85	118	18,8	6,28	15,2	390
АС-120/27	30×2,22	7×2,2	114	26,6	4,29	15,4	375
АС-150/19	24×2,8	7×1,85	148	18,8	7,87	16,8	450
АС-150/24	26×2,7	7×2,1	149	24,2	6,16	17,1	450
АС-150/34	30×2,5	7×2,5	147	34,3	4,29	17,5	450
АС-185/24	24×3,15	7×2,1	187	24,2	7,73	18,9	520
АС-185/29	26×2,98	7×2,3	181	29	6,24	18,8	510
АС-185/43	30×2,8	7×2,8	185	43,1	4,29	19,6	515
АС-240/32	24×3,6	7×2,4	244	31,7	7,7	21,6	605
АС-240/39	26×3,4	7×2,6	236	38,0	6,21	21,6	610
АС-240/56	30×3,2	7×3,2	241	56,3	4,28	22,4	610
АС-300/39	24×4,0	7×2,65	301	38,6	7,8	24	710
АС-300/48	26×3,8	7×2,95	295	47,8	6,17	24,1	690
АС-300/66	30×3,5	19×2,1	288,5	65,8	4,38	24,5	680
АС-330/30	48×2,98	7×2,3	335	29,1	11,51	24,8	745
АС-400/18	42×3,4	7×1,85	381	18,8	20,27	26	825

Исходные данные

Таблица П.Б.1

Координаты расположения подстанций потребителей
и источники питания

№ варианта	Координаты X (мм), Y (мм)													
	А		Б		В		Г		Д		Е		ИП	
	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
1	95	190	55	230	145	200	35	175	110	115	140	125	25	70
2	90	55	35	70	20	95	40	90	95	130	55	60	100	195
3	55	120	20	140	115	120	45	150	45	85	90	65	145	255
4	65	40	15	70	35	70	65	10	115	75	105	10	125	220
5	30	150	0	175	120	130	80	145	165	190	25	195	10	10
6	105	220	125	275	140	165	175	195	45	225	75	190	40	100
7	80	185	50	230	40	150	150	205	160	165	100	220	100	30
8	100	200	50	215	145	230	30	150	140	150	75	230	75	45
9	80	110	135	120	70	55	55	85	40	130	30	105	120	215
10	30	150	0	155	110	130	85	150	165	195	25	185	10	10
11	100	215	45	200	120	235	135	200	150	260	120	275	25	65
12	75	215	125	150	110	250	80	265	40	180	100	175	0	50
13	100	240	95	125	50	260	140	260	75	265	130	195	20	90
14	65	250	30	285	50	180	115	215	25	230	135	235	105	50
15	40	50	20	60	60	90	80	55	70	20	20	25	20	110
16	45	55	30	85	65	20	75	75	90	45	15	55	145	190
17	115	150	100	185	165	160	85	145	140	140	130	180	85	15
18	85	155	70	190	120	145	90	130	110	120	50	170	150	275
19	75	40	45	45	70	65	100	65	90	20	60	15	155	145
20	90	245	110	265	235	75	75	220	45	245	30	285	145	45
21	80	220	40	195	90	280	125	185	25	150	125	240	130	60
22	45	205	10	180	95	230	25	115	70	175	100	180	140	10
23	80	210	70	250	140	260	35	210	130	205	85	160	15	155

№ варианта	Координаты X (мм), Y (мм)													
	А		Б		В		Г		Д		Е		ИП	
	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
24	110	235	75	250	110	205	165	240	95	280	150	200	75	105
25	55	140	60	180	115	130	100	145	30	165	80	120	10	10
26	45	105	70	125	50	65	35	135	10	120	85	100	95	225
27	90	235	85	265	120	230	30	265	150	285	160	250	45	105
28	85	195	120	185	145	250	155	205	175	165	95	165	125	40
29	155	85	117	150	45	105	90	75	110	50	95	115	15	10
30	95	70	100	40	115	105	160	65	130	80	165	100	160	220
31	85	125	80	155	60	125	15	160	25	120	45	150	60	90
32	135	200	75	155	45	205	95	215	115	275	115	250	155	40
33	30	185	140	270	145	165	95	205	70	280	80	225	10	55
34	80	95	15	120	50	120	50	90	50	65	30	70	105	205
35	170	230	90	235	110	205	35	200	125	160	155	165	110	55
36	115	190	160	240	75	135	50	230	100	240	80	185	160	10
37	95	220	50	255	95	255	140	255	50	180	95	180	30	70
38	95	235	35	180	30	250	130	280	175	255	140	195	120	30
39	110	200	165	120	55	285	130	150	125	255	80	240	110	30
40	85	200	40	250	135	245	85	285	170	205	130	155	15	35
41	100	220	155	250	65	255	50	200	140	185	90	150	5	45
42	65	80	25	110	45	75	45	25	105	110	125	85	105	240
43	95	190	110	270	165	235	80	235	30	200	155	170	15	75
44	50	205	110	285	25	170	75	235	175	255	80	190	10	65
45	65	195	25	210	55	155	155	155	115	200	100	145	95	285
46	60	190	105	190	25	215	45	175	50	140	130	225	130	35
47	70	205	20	230	95	280	90	150	55	270	100	225	15	65
48	95	220	130	185	110	265	50	230	150	280	105	185	45	70
49	110	205	160	265	40	150	50	260	160	205	70	220	85	50
50	80	195	60	220	125	225	60	155	55	175	115	190	150	65

№ варианта	Координаты X (мм), Y (мм)													
	А		Б		В		Г		Д		Е		ИП	
	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
51	105	155	155	85	80	175	170	180	120	105	20	170	85	285
52	85	220	95	195	120	190	40	205	115	230	160	250	15	65
53	85	220	120	260	135	245	120	190	55	185	25	210	90	60
54	110	220	110	260	60	245	55	185	60	160	160	200	155	35
55	100	210	170	190	85	250	160	270	20	190	30	270	165	20
56	85	200	50	230	120	160	65	285	130	180	120	225	60	10
57	90	180	90	255	65	230	170	250	120	170	105	215	20	140
58	110	115	60	165	110	155	150	180	155	85	75	195	70	30
59	115	120	45	115	15	120	35	85	45	55	15	60	150	10
60	155	65	120	120	155	115	80	85	125	85	130	55	25	200
61	120	175	135	230	90	210	160	185	150	130	30	205	0	70
62	155	195	90	260	40	240	35	195	90	180	90	230	50	65
63	150	250	100	205	120	190	90	160	55	185	25	210	20	65
64	140	270	35	270	95	225	150	225	95	150	65	185	170	50
65	30	170	115	155	105	180	75	175	75	210	60	220	90	50
66	125	180	150	280	90	285	55	225	130	260	155	220	10	75
67	100	200	30	250	20	190	140	230	160	190	60	235	60	90
68	50	145	105	155	35	175	20	160	55	115	75	100	145	255
69	50	120	65	85	70	115	25	60	100	70	85	45	155	190
70	50	170	30	165	50	135	75	160	65	95	40	105	170	165
71	40	190	65	270	140	250	95	220	120	180	170	180	10	60
72	170	180	20	275	115	260	120	210	55	230	55	180	155	20
73	165	235	130	220	45	245	15	210	110	265	75	220	10	50
74	120	220	60	275	115	260	170	235	95	160	55	180	165	20
75	170	220	80	225	140	200	80	265	35	220	80	170	15	35
76	75	195	40	230	35	190	85	170	15	220	10	135	115	40
77	55	70	110	105	110	30	105	70	135	115	125	45	45	210

№ варианта	Координаты X (мм), Y (мм)													
	А		Б		В		Г		Д		Е		ИП	
	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
78	110	90	80	100	40	60	100	105	90	70	110	35	10	190
79	50	155	45	250	10	140	95	230	160	180	45	205	170	10
80	100	215	110	260	40	225	40	175	160	225	135	190	75	30
81	95	175	165	240	150	200	165	150	110	225	50	190	35	40
82	110	260	70	200	20	130	110	190	40	165	75	245	90	35
83	110	230	115	145	80	170	75	220	40	150	45	120	125	10
84	115	260	50	190	40	225	110	190	150	165	160	225	30	35
85	115	230	50	230	120	175	10	165	75	195	160	240	105	25
86	115	90	55	115	100	160	120	175	135	105	105	125	0	200
87	40	55	25	90	10	75	10	10	55	25	80	40	140	170
88	75	195	110	190	50	105	110	260	140	220	160	190	110	10
89	30	220	10	150	50	180	50	210	60	155	80	165	155	235
90	20	210	60	140	80	160	50	170	25	185	40	205	145	280
91	160	190	60	190	70	220	140	220	110	185	125	130	15	20
92	80	270	130	145	130	235	175	240	65	240	110	220	10	65
93	95	195	145	170	52	205	35	250	95	225	145	200	35	30
94	95	125	60	75	105	85	160	135	115	205	85	165	5	250
95	120	195	115	160	145	205	140	175	105	130	120	120	15	245
96	55	235	35	220	65	200	25	170	100	180	110	200	85	65
97	30	200	110	270	25	270	87	235	95	190	165	235	10	20
98	50	165	145	135	135	205	105	245	105	165	65	135	0	285
99	70	145	55	205	30	200	140	205	155	185	95	185	160	45
100	90	220	50	230	115	260	150	250	130	185	90	185	0	50
101	30	150	0	175	120	130	80	145	165	190	25	195	10	10
102	40	50	20	60	60	90	80	55	70	20	20	25	20	110
103	90	245	110	265	235	75	75	220	45	245	30	285	145	45
104	55	140	60	180	115	130	100	145	30	165	80	120	10	10

№ варианта	Координаты X (мм), Y (мм)													
	А		Б		В		Г		Д		Е		ИП	
	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
105	95	70	100	40	115	105	160	65	130	80	165	100	160	220
106	170	230	90	235	110	205	35	200	125	160	155	165	110	55
107	85	200	40	250	135	245	85	285	170	205	130	155	15	35
108	65	195	25	210	55	155	155	155	115	200	100	145	95	285
109	80	195	60	220	125	225	60	155	55	175	115	190	150	65

Таблица П.Б.2

Нагрузка потребителей в максимальном режиме

№ варианта	T _м , ч	Максимальные нагрузки P (МВт) и Q (Мвар) потребителей											
		А		Б		В		Г		Д		Е	
		P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
1	6200	15	8,9	20	13,4	20	10,5	18	8,2	25	9,1	15	4,9
2	5700	8	5	5	3	8	5,4	20	9	6	4	15	5
3	7100	20	12,4	30	17,8	10	6	25	12,8	18	7,7	28	13,6
4	5800	12	5,8	6	3,8	8	3,8	5	3,4	20	11,8	10	6,2
5	7300	45	31,4	30	24	12	4	20	9,1	15	6,4	25	12,1
6	7250	32	16,4	30	24	45	31	50	30	35	8,8	38	17,3
7	6950	30	17,8	25	10	38	9,5	45	36	22	15,4	20	6,6
8	5600	6	2,5	8	5	25	10	12	4	10	6	7	4
9	5300	5	3	8	6	5	2	7	4	10	8	16	4
10	5250	6	4	4	3	10	7	6	3	5	2	4	2
11	7350	42	29	35	20,7	30	15,4	45	20,5	40	15,8	38	12,5
12	6900	25	6,3	18	14,4	20	12	27	16	32	18	35	16
13	7100	16	12	20	13	35	19	32	15,5	27	13,8	35	17
14	7500	42	27	37	7,5	20	9,7	35	19	45	13	25	18,7
15	4950	5	3	6	3	4	2	5	3	4	1,5	7	3
16	6900	45	34	38	24,5	30	6	35	15	50	18	30	10

Продолжение табл. П.Б.2

№ варианта	Т _м , ч	Максимальные нагрузки P (МВт) и Q (Мвар) потребителей											
		А		Б		В		Г		Д		Е	
		P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
17	6800	40	8	35	10	21	11,4	30	11	27	13	18	7,6
18	6500	27	13	19	12,4	23	12,8	16	12	32	13,6	30	11
19	5300	36	14	6	4	16	4,5	5	3	30	16	25	18
20	5600	25	9,3	15	6,4	5	2,1	30	8,8	18	3,6	6	3,6
21	7000	20	10	25	17	15	7	20	8	30	8	22	15
22	7100	25	10,6	10	3,6	22	13	18	5,3	15	7	20	10
23	5400	5	1,5	15	8	3	2	3	2	6	4	4	3
24	5600	4	3	6	2	20	15	7	5	5	2	5	3
25	7600	50	32	20	14	28	16,6	35	19	40	30	30	24
26	7700	42	15	25	12	35	7,5	38	16	18	13,5	30	8,8
27	7000	22	11,8	27	11,5	15	4,4	24	8,7	21	13,5	19	9,2
28	6300	20	13	7	2	4,5	2,9	5	2	6	2	8	6
29	4950	17	8	7	4	5	2	7	4,5	3	2	3	2,3
30	4800	20	15	4	1,5	25	16	3	2	9	2,7	5	4
31	6300	25	10,6	12	4	15	5,5	20	9,7	15	5	20	12
32	6900	25	18	28	12,8	38	20,5	28	15,2	20	15	20	11
33	7000	32	8	36	17,5	28	22,5	42	25	35	11,5	38	18,4
34	7100	38	12	25	17	35	16	15	8	32	21	47	28
35	5200	9,5	6,5	6	4	3	2	7,5	3	4,5	2	5,5	2,7
36	7150	28	22,4	38	19,5	36	16,4	35	17,3	32	8,7	25	9,8
37	6950	20	12	22	9	12	5	15	7,3	17	8	40	13
38	5200	6	3	7	3,5	4	1,5	18	10	4	1,5	8	5
39	6900	12	5	34	20	50	24	40	15	47	18	38	21
40	4300	3	2,5	7	5,6	5	3,8	4	2,4	6	4,2	10	7
41	7000	28	12,8	32	19	35	17,1	29	16,3	32	22,5	40	23,7
42	4500	12	4	4	3	2,5	1,5	18	12	6	4	4,5	2
43	4400	6	2	5	3	4	3	21	13	7	5	5	2,5

Продолжение табл. П.Б.2

№ варианта	Т _м , ч	Максимальные нагрузки P (МВт) и Q (Мвар) потребителей											
		А		Б		В		Г		Д		Е	
		P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
44	6800	35	27	25	6,3	12	5,8	20	14,1	18	10,2	23	14,3
45	5900	15	11,3	20	12	8	3,4	22	13,7	35	19	30	12,8
46	6800	25	17,5	25	13,5	30	22,5	20	12	28	18	40	30
47	7000	35	15	30	11	45	17,8	38	18,4	23	12	42	19
48	6900	28	7	35	12,5	20	16	38	28,5	25	8,2	45	13
49	6700	20	13,5	15	5,5	10	6,2	15	8,5	15	9,7	10	7
50	7300	50	30	40	20	40	15	25	12	30	16,2	25	12
51	6950	30	16	35	12	25	10	45	11	40	18	20	8
52	6850	20	12	45	15	12	3	15	10,5	16	4	28	21
53	5200	7	3	6	4	4	3	3	2	3	1,5	5	1,5
54	7100	25	17	7	5	9	3,5	7	3	3	2	6	3
55	4900	6	4	9	5	7	2	7	3	4,5	1,5	3	2
56	5150	23	8	5	3	5	2	4	1,5	6	3	8	2
57	5300	14	12	6	3	4	2	5	1,5	5	4	7,5	2,4
58	6950	30	7	16	4	15	10,5	25	12	28	21	10	3,7
59	7150	25	12,3	18	7	29	17	22	9,7	23	9,2	25	13
60	7200	38	17,5	30	24	42	22	20	13	25	10	35	10
61	7400	70	30	37	21	30	22,5	33	18,6	45	22,3	28	19
62	6900	30	10,8	25	13	15	4,7	18	7,3	20	9,2	33	17,6
63	7200	40	21	25	15,5	25	10,6	27	12,1	20	9	23	13
64	7100	52	20,5	25	10,6	28	9,6	30	9,8	35	11,5	24	8,3
65	6950	21	13	30	22	17	12,5	15	8,9	19	12,5	33	18,7
66	6800	27	16	8	6	37	21	24	12,5	17	12	21	8,3
67	6900	24	13	38	23,6	25	14,5	30	12,7	28	18,5	35	12,7
68	7300	37	16,8	54	24,2	50	19,8	42	23	30	15	35	8,7
69	5000	4,5	2	9	4,3	6,3	4,1	5,6	2,2	7,5	3,5	20	8,6
70	4700	10	8	8	3	7	5,5	21	10	8	4,5	7	3,1

Продолжение табл. П.Б.2

№ варианта	Т _м , ч	Максимальные нагрузки P (МВт) и Q (Мвар) потребителей											
		А		Б		В		Г		Д		Е	
		P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
71	7200	40	30	43	17	38	16,2	32	20	41	28	29	15
72	4300	6	3,5	4,7	2,9	13	6	5	4	4,5	1,5	5,5	2,1
73	4200	3,5	2	5	4	5,5	3	15	8	3	1,5	4	1,5
74	7000	40	21,6	48	23,2	43	15,6	38	16,2	50	32,3	65	38,6
75	7150	41	27,9	52	38	25	14	37	16,8	30	9,8	41	21
76	7250	43	24	20	7,3	18	8,7	25	10,6	12	7,2	10	6,7
77	6850	37	25	13	8	20	4	27	18	12	8	20	8,5
78	5400	6	3,2	15	9	7	3,5	3	2	4,5	3	6	2
79	5500	7	5,5	4	2,5	20	13	18	7,2	5	2	6,4	3,5
80	6800	25	10	32	8,8	30	9,8	15	6,8	20	13	40	27,9
81	6700	15	9	20	10,8	15	6,4	20	7,3	25	7,3	25	12,8
82	5800	21	8	5	3,5	7	4,4	8	4,5	7	4,1	22	15
83	6900	35	22,6	48	25,8	25	17,5	42	10,5	45	17,8	38	22,5
84	7300	50	24,6	48	19,6	45	16,3	35	19,8	38	23,6	32	21,5
85	6950	15	6	30	13,7	20	10,2	30	13,3	25	17,5	42	13
86	5100	2,5	1,7	7	2	5	2,5	25	17	6,5	4	4	2
87	6300	16	7	9	3,8	40	25	10	8	15	9	37	19
88	7100	30	8,8	40	27	50	21,3	25	10,7	45	25,5	35	18
89	5300	15	10	10	6	4	2	7	2,5	5	3	4	2,1
90	5250	7	3	12	9	6	4,5	8	6	4	2	7,5	3,5
91	5150	3	2	5,5	2,5	15	9	5	3	6	4	7	5
92	6700	25	10	45	23	26	9	20	6,6	30	16	12	5,6
93	6800	23	15	33	19,6	17	9,2	34	11	36	15,3	22	8,5
94	6900	27	16,7	28	15,8	25	16,8	37	24	36,5	18,5	40	24,7
95	6600	39	16	15	4	18	7	30	9,8	16	6,5	26	13
96	6950	28	19	37	21	19	6	25	9,7	13	6	20	7,3
97	5100	4	2,5	5	4	17	9,5	8	3	6,5	2,5	7	4,2

№ варианта	Т _м , ч	Максимальные нагрузки P (МВт) и Q (Мвар) потребителей											
		А		Б		В		Г		Д		Е	
		P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
98	5200	8	3,9	7,5	3	4,5	1,5	12	9	5,4	4,2	6,6	3,5
99	5400	5	4	6,3	1,2	12	7,3	3	2	16	7	8	5
100	7100	30	18,6	45	25,5	50	16,4	52	26,6	35	13,8	38	17,3
101	6800	30	11,5	12	8	18	9,3	22	14	24	15	11,3	6
102	6600	28	9	8,5	5,2	16	8,5	20	9,7	22	14,5	12,6	6,1
103	6400	26	8,5	18	7,1	12	6,4	13	7,6	20	13,2	13,5	7,4
104	6200	24	7,5	16	5,6	14	6,9	15	7,2	18	10,1	14,5	6,9
105	6000	22	10	14	7	16	5,8	16	6,9	16	9,6	7	3,5
106	5800	20	9,2	12	6,3	18	7,3	17	8,5	14	7,8	9	4,1
107	5600	18	8,3	10	4,5	20	9,1	19	9,4	12	5,4	11	5,5
108	5400	16	7	17	11	21	10,2	21	10,5	10	4,5	13	5,9
109	5200	14	6,5	15	8	20	9,6	23	12	8	3	15	7,8
110	5000	12	5	13	6	22	11,4	25	14	6	2,5	17	8,3

Таблица П.Б.3

Данные потребителей

№ варианта	Наименование узла нагрузки	Отрасль промышленности	Вторичное номинальное напряжение U _{2 ном} , кВ	Категория надежности потребителей	Район по гололеду
1-20	А	Химия	6	І	І
	Б	Машиностроение	10	ІІ	
	В	Сельское хозяйство	10	ІІ	
	Г	Деревообработка	10	ІІ	
	Д	Черная металлургия	6	І	
	Е	Промышленные предприятия	6	І	

Продолжение табл. П.Б.3

№ варианта	Наименование узла нагрузки	Отрасль промышленности	Вторичное номинальное напряжение $U_{2\text{ ном}}$, кВ	Категория надежности потребителей	Район по голо-ду
21–40	А	Текстильная промышленность	6	I	II
	Б	Нефте-переработка	6	I	
	В	Станкостроение	10	II	
	Г	Целлюлозно-бумажная промышленность	10	II	
	Д	Цветная металлургия	6	I	
	Е	Пищевая промышленность	10	II	
41–60	А	Черная металлургия	6	I	III
	Б	Химия	6	I	
	В	Нефте-переработка	6	I	
	Г	Целлюлозно-бумажная промышленность	10	II	
	Д	Ремонтно-механический завод	10	II	
	Е	Фабрика	10	II	
61–80	А	Черная металлургия	6	I	IV
	Б	Тяжелое машиностроение	10	II	
	В	Пищевая промышленность	6	I	
	Г	Автомобиле-строение	10	II	
	Д	Целлюлозно-бумажная промышленность	6	I	
	Е	Сельское хозяйство	10	II	

№ варианта	Наименование узла нагрузки	Отрасль промышленности	Вторичное номинальное напряжение $U_{2\text{ном}}$, кВ	Категория надежности потребителей	Район по голо- леду
81–100	А	Сельское хозяйство	10	II	III
	Б	Цветная металлургия	6	I	
	В	Швейная промышленность	10	II	
	Г	Легкая промышленность	10	II	
	Д	Автомобилестроение	6	I	
	Е	Полиграфия	10	II	
101–110	А	Швейная промышленность	10	II	II
	Б	Ремонтно-механический завод	6	I	
	В	Станкостроение	6	I	
	Г	Текстильная промышленность	10	II	
	Д	Пищевая промышленность	10	II	
	Е	Целлюлозно-бумажная промышленность	10	II	

СОДЕРЖАНИЕ

Общие положения	3
1. Структура электроэнергетической системы и ее компоненты	5
2. Особенности режимов работы электроэнергетических систем	11
2.1. Номинальные напряжения и область их использования	11
2.2. Классификация электрических сетей	13
2.3. Баланс мощностей в энергосистеме	20
2.4. Регулирование частоты и активной мощности в энергосистеме	24
2.4.1. Регулирование частоты вращения турбины	27
2.4.2. Регулирование частоты в энергосистеме	28
2.5. Особенности режимов работы электроэнергетических систем	31
3. Потребители активной и реактивной мощностей	35
3.1. Классификация потребителей	35
3.1.1. Регулирующий эффект нагрузки	39
3.1.2. Потребители реактивной мощности	41
3.1.3. Генерация реактивной мощности генераторами ЭС	43
3.2. Компенсация реактивной мощности	46
3.2.1. Синхронные компенсаторы	47
3.2.2. Батареи конденсаторов	48
3.2.3. Поперечная компенсация	51
3.2.4. Продольная компенсация	55
3.2.5. Выбор мощности батарей конденсаторов при поперечной компенсации	57
3.2.6. Статические источники реактивной мощности	58
3.3. Графики электрических нагрузок	59
4. Потери мощности и электроэнергии в элементах сети	64
4.1. Расчет потерь мощности в линиях электропередач	64
4.2. Расчет потерь мощности в ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой	65
4.3. Расчет потерь мощности в трансформаторах	66
4.4. Приведенные и расчетные нагрузки потребителей	68
4.5. Расчет потерь электроэнергии	69
4.6. Мероприятия по снижению потерь мощности	73
5. Проектирование электрической сети	74
5.1. Структура курсового проекта	74
5.2. Анализ исходных данных	75
5.3. Определение расчетных электрических нагрузок	77

5.4. Обоснование необходимости сооружения узловой подстанции и выбор места ее расположения.....	82
5.5. Выбор номинального напряжения в системе внешнего электроснабжения. Анализ схемы внешнего электроснабжения	84
5.6. Разработка вариантов системы внутреннего электроснабжения.....	85
5.7. Выбор номинального напряжения	89
5.8. Выбор сечений и марок проводов	90
5.9. Проверка принятых марок проводов по нагреву	93
5.10. Проверка сети по потерям напряжения	95
5.11. Выбор трансформаторов и компенсирующих устройств потребительских подстанций	97
5.12. Расчет экономических показателей сравниваемых вариантов	100
5.12.1. Расчет капитальных вложений	101
5.12.2. Расчет постоянных издержек	103
5.12.3. Расчет переменных издержек	103
5.13. Выбор оптимального варианта схемы электроснабжения района	105
5.14. Проектирование системы внешнего электроснабжения	107
5.15. Анализ схемы электроснабжения района	109
Перечень рекомендуемой литературы	112
Приложения	113
Приложение А. Технические параметры электрооборудования	113
Приложение Б. Исходные данные	115

Учебное издание

**Шишлаков Владислав Федорович,
Соленая Оксана Ярославовна,
Соленый Сергей Валентинович**

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ
И СЕТИ**

Учебное пособие

Редактор *О. Ю. Багиева*
Компьютерная верстка *Н. Н. Каравановой*

Сдано в набор 20.06.17. Подписано к печати 05.09.17. Формат 60 × 84 1/16.
Усл. печ. л. 7,44. Уч.-изд. л. 7,62. Тираж 50 экз. Заказ № 409.

Редакционно-издательский центр ГУАП
190000, Санкт-Петербург, Б. Морская ул., 67