

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО МОРСКОГО И РЕЧНОГО ТРАНСПОРТА

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ВОДНОГО ТРАНСПОРТА»**

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Методические указания по курсовому проектированию

Новосибирск

Составители: Иванова Е.В. Электроэнергетические системы и сети: методические указания к курсовой работе/ Е.В.Иванова, В.Г.Сальников, Л.В.Садовская. – Новосибирск: СГУВТ, 2017

Методические указания предназначены для помощи студентам всех форм обучения по электротехническим специальностям при выполнении курсовой работы (проекта) по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети».

Методические указания утверждены на заседании кафедры «Электроэнергетические системы и электротехника» и рекомендованы к печати.

© Иванова Е.В., Сальников В.Г.,
Садовская Л.В.

© ФБГОУ ВО «Сибирский
государственный университет водного
транспорта», 2017

Содержание

	Исходные данные к курсовой работе	4
	Указания к оформлению курсовой работы	7
1	Потребление активной и реактивной мощности в проектируемой сети	9
2	Выбор схемы и номинального напряжения электрической сети	11
3	Выбор сечений проводов и токоведущих жил кабелей	13
4	Выбор трансформаторов и автотрансформаторов на понижающих подстанциях	19
5	Составление схем первичных соединений подстанций	20
5.1	Блочные схемы	20
5.2	Схемы мостиков	25
5.3	Кольцевые схемы	26
5.4	Схемы со сборными шинами	27
6	Технико-экономические расчеты электрических сетей	29
	Рекомендуемая литература	33
	Приложение. Справочные и расчетные данные оборудования электрических сетей	34
	Список использованной литературы	40

Исходные данные к курсовой работе

Курсовое проектирование призвано закрепить, углубить и обобщить знания, дать навыки самостоятельной творческой работы по выполнению инженерных расчетов и технико-экономического анализа. При выполнении проекта студент учится пользоваться нормативно-справочной литературой, получает навыки составления пояснительных записок и подготовку к дипломному проектированию.

Содержанием курсовой работы является разработка проекта районной электрической сети напряжением $35 \div 220$ кВ, осуществляющей электроснабжение пяти потребителей электроэнергии от одного – двух источников питания ИП. Источниками являются электростанции или узловые подстанции энергосистемы.

Вариант задания выбирается по последним цифрам номера зачетной книжки студента.

По последней цифре номера зачетки выбирается вариант географического расположения источников питания и потребителей электроэнергии, а так же, из таблиц 1, выбираются значения наибольших нагрузок S_1, S_2, S_3 , их коэффициенты мощности и время наибольшей нагрузки.

По предпоследней цифре номера зачетки, из таблиц 2, выбираются значения наибольших нагрузок S_4, S_5 , их коэффициенты мощности и время наибольшей нагрузки.

На карте географического расположения источников питания и потребителей электроэнергии расстояние между сторонами квадрата соответствует 0,5 см.

Потребители электроэнергии S_1, S_2 в своем составе содержат от 10 до 20 процентов нагрузок первой категории, (30 ÷ 40)%- нагрузки второй категории и остальная – нагрузка третьей категории. Потребители электроэнергии S_3, S_4 в своем составе не содержат нагрузок первой категории, (50 ÷ 60)%- нагрузки второй категории и остальная – нагрузка третьей категории. Потребитель электроэнергии S_5 в своем составе содержат нагрузку только третьей категории.

В курсовой работе должны быть отражены:

- составление вариантов сооружения сети и выбор из них двух – трех конкурентно способных для детальной проработки;
- выбор количества параллельных линий, сечений проводов, типа, количества и мощности трансформаторов на подстанциях;
- определение параметров схемы замещения сети и ее расчет в режиме максимальных нагрузок, определение потерь электроэнергии;
- сопоставление вариантов проектируемой электрической сети по величинам расчетных затрат;
- расчет выбранного варианта в послеаварийном режиме;
- определение основных технико-экономических показателей проектируемой сети.

Таблица 1. Параметры нагрузок

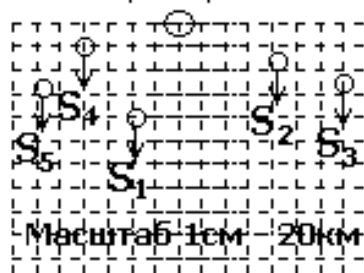
№ вари анта	Параметры нагрузок								
	S ₁			S ₂			S ₃		
	P _н , МВт	cosφ	T _{мах} час	P _н , МВт	cosφ	T _{мах} час	P _н , МВт	cosφ	T _{мах} час
0	50	0.87	6000	30	0.85	4000	9	0.91	4200
1	60	0.9	5500	55	0.86	3500	8	0.95	3300
2	55	0.88	4400	15	0.85	2400	12	0.86	2700
3	20	0.89	2800	21	0.91	4800	10	0.92	4100
4	30	0.91	3600	25	0.84	5600	7	0.93	5100
5	60	0.87	5200	35	0.85	3200	6	0.94	3500
6	50	0.92	4500	42	0.86	2500	14	0.9	2300
7	55	0.86	2100	16	0.92	4100	5	0.88	4800
8	35	0.88	3200	50	0.85	4200	13	0.92	4000
9	40	0.87	4300	25	0.89	5300	11	0.85	3100

Таблица 2. Параметры нагрузок

№ вари анта	Параметры нагрузок					
	S ₄			S ₅		
	P _н , МВт	cosφ	T _{мах} час	P _н , МВт	cosφ	T _{мах} час
0	11	0.87	2600	3.8	0.89	2100
1	16	0.9	2500	5.5	0.88	3200
2	17	0.88	3400	4.5	0.89	2500
3	18	0.89	2300	3.5	0.93	2400
4	12	0.91	3200	4.6	0.94	2600
5	20	0.87	2400	3.5	0.95	2200
6	10	0.92	4300	4.2	0.89	2300
7	13	0.86	2300	3.8	0.91	3100
8	15	0.88	4200	5.2	0.95	3500
9	14	0.87	4100	5.7	0.92	3300

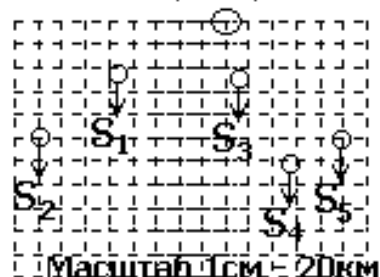
Вариант № 0

ИП
220/110/35 кВ



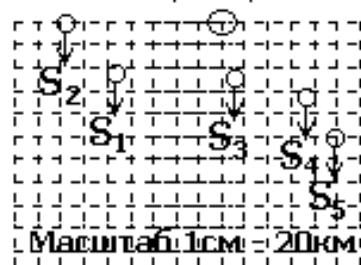
Вариант № 1

ИП
220/110/35 кВ



Вариант № 2

ИП
220/110/35 кВ



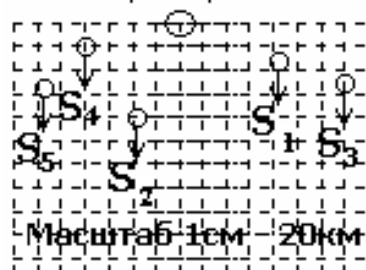
Вариант № 3

ИП
220/110/35 кВ



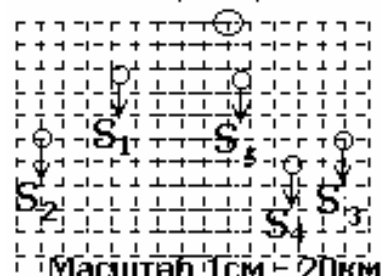
Вариант № 4

ИП
220/110/35 кВ



Вариант № 5

ИП
220/110/35 кВ



Вариант № 6

ИП
220/110/35 кВ



Вариант № 7

ИП
220/110/35 кВ





Указания к оформлению курсовой работы

Курсовая работа выполняется в виде расчетно-пояснительной записки, содержащей также и графическую часть (схемы электрических соединений, схемы замещения). Курсовая работа должна содержать расчетно-пояснительную записку объемом 20–30 страниц. Расчетно-пояснительная записка должна состоять из титульного листа с названием работы (рисунок 1), оригинала задания на курсовую работу (рисунки 2,3), оглавления, основного материала, включающего все этапы разработки, основных расчетов и их результатов, анализа результатов расчетов, выводов, описания и обоснования принятых решений, списка использованной литературы.

По ходу выполнения работы приводятся необходимые схемы с обозначениями на них всех необходимых величин. Изображения элементов сетей, надписи на чертежах, обозначения размерностей и т. п. должны быть выполнены в соответствии с действующими государственными стандартами ГОСТ ЕСКД [11-15]. Графики и векторные диаграммы должны соответствовать рекомендациям Р 50-77-88. Расчеты должны сопровождаться формулами в буквенном виде с последующей подстановкой в них числовых значений. Формулы, приводимые с вычислениями, не нумеруют. После подстановки данных в формулу в строгой последовательности записи символов указывают окончательный результат. Промежуточные вычисления опускают. Точность расчетов установлена в соответствии с правилами приближенных инженерных вычислений. В большинстве случаев рекомендуется употребление трех значащих цифр после запятой. В расчетах обязательно указание единиц измерения без скобок с расстановкой знаков препинания. Единицы применяемых величин должны приводиться в Международной системе единиц (СИ), а их обозначения должны соответствовать стандарту.

Записку следует разделить на главы (разделы) и параграфы. План пояснительной записки к работе должен соответствовать плану, по которому

выполняют проектные разработки и расчеты. В пояснительной записке поясняют и обосновывают принятые решения. Каждая глава, изложение каждого вопроса в записке начинают с четкой формулировки поставленной задачи. Каждый раздел должен содержать анализ результатов и выводы. Необходимы ссылки на использованные литературные источники. При использовании методик, формул, графиков и других материалов, взятых из литературных источников, необходимо делать ссылку на литературный источник в соответствии с ГОСТ 7.1-2003. В конце расчетно-пояснительной записки приводят список литературы, составленный в порядке появления ссылок в тексте, с и в соответствии с правилами библиографического описания произведений печати в соответствии с ГОСТ 7.1-2003. Оформление заголовков разделов, списков, основного текста, рисунков и таблиц должно соответствовать ГОСТ 2.105-95. Рисунки и таблицы предваряют упоминанием в тексте. Сокращения слов в записке не допускаются, за исключением общепринятых. Курсовая работа должна быть тщательно оформлена.

Листы расчетно-пояснительной записки брошюруют в плотную папку и нумеруют внизу листа посередине. При подготовке пояснительной записки необходимо использовать компьютерную технику и соответствующее программное обеспечение. Печать документа осуществляют на лазерном или струйном принтере. Формат бумаги, применяемой для печати текстовой части документа, выбирают размером А4 (210×297 мм). Устанавливают следующие границы полей текстового документа: верхнего – 15 мм, нижнего – 15 мм, левого – 30 мм, правого – 15 мм. Размер абзацного отступа составляет 10 - 12,5 мм. Его выдерживают равным по всему документу. Основной текст выполняют шрифтом Times New Roman Cyr через 1,5 интервала без применения какого-либо выделения. Размер шрифта устанавливают в 12–14 пунктов с выравниванием по обеим границам и автоматической расстановкой переносов.

Для выделения важных текстовых фрагментов, выводов и т.п. возможно использование курсивных шрифтов, жирных шрифтов, рамок и др., в том числе шрифта Arial Cyr. Расположение в тексте пустых строк не допускается, за исключением строк перед и после заголовков, рисунков и формул. Знаки препинания от предшествующих знаков не отделяют, а от последующих знаков отделяют одним пробелом. Дефис от предшествующих и 10 последующих знаков не отделяют, а тире – отделяют пробелом с обеих сторон. Кавычки и скобки не отделяют от заключенных в них элементов. Знаки препинания от кавычек и скобок не отделяют. Знак процента от числа отделяют пробелом, знаки углового градуса, минуты, секунды от числа не отделяют. К остальным импортированным символам, в том числе специальным, применяют правила, установленные стандартной настройкой графической оболочки, используемой по умолчанию.

При использовании компьютерных средств получения или обработки результатов, а также при компьютерном оформлении работы помимо твердой копии текстового документа обязательно представление электронной копии всех материалов, в исходных форматах, а также электронного документа в окончательной версии.

При переработке курсовой работы с учетом замечаний преподавателя исходный вариант с замечаниями представляется вместе с новым исправленным вариантом. При нарушении данных правил работы к рассмотрению не принимаются.

1. Потребление активной и реактивной мощности в проектируемой сети

Потребление активной и реактивной мощности рассматривается для периода наибольших нагрузок. Определение расчетной нагрузки элементов сети производится с учетом коэффициентов разновременности максимума нагрузки ($K_{\text{рм}}$), так как максимумы нагрузки отдельных потребителей могут не совпадать по времени суток. Для ЛЭП 35 кВ и выше $K_{\text{рм}} = 0,95 - 1,0$ (к сумме нагрузок элементов предшествующей ступени электроснабжения).

Суммарные потери активной мощности в линиях трансформаторов проектируемой сети одного – двух номинальных напряжений могут быть приняты равными 4 – 6% от суммы нагрузок потребителей. Установленная мощность генераторов электрических станций должна быть больше одновременно потребляемой на величину резерва и расхода собственных нужд электрических станций. Резервная мощность в системе не должна быть менее 10% суммарной мощности системы; расход собственных нужд электрических станций 5-20% от мощности станции.

Суммарная активная мощность генераторов электростанции, необходимая для питания проектируемой районной сети, складывается из наибольшей одновременной потребляемой мощности подстанций, суммарных потерь мощности в сети, мощности резерва и расхода собственных нужд электростанций.

При проектировании предполагается, что установленная мощность генераторов энергосистемы достаточна для покрытия нагрузок данного района. Поэтому не рассматривается установка дополнительных генераторов электростанций.

Реактивная мощность, полученная от источника питания, должна быть в каждый момент времени равна потребляемой мощности. Реактивная мощность потребителей зависит от характера электрооборудования. Работа с низким коэффициентом мощности неэкономична, поэтому выгодно повышать средневзвешенный коэффициент мощности до 0,92 – 0,95. Для этого применяют компенсирующие устройства. Компенсация реактивной мощности снижает величины полных нагрузок подстанции, а, следовательно, и на выбор номинальной мощности трансформаторов, сечения проводов линий, потери напряжения, мощности и энергии в сети.

При проектировании принимается, что периоды наибольшего потребления активных и реактивных нагрузок потребителей совпадают по времени. Поэтому наибольшие реактивные нагрузки потребителей определяются по наибольшим активным нагрузкам и заданным значениям коэффициента мощности.

Суммарная реактивная мощность, необходимая для электроснабжения района, складывается из реактивных нагрузок потребителей и потерь реактивной мощности в линиях и трансформаторах сети и генерации реактивной мощности линиями. Коэффициент разновременности максимума реактивных нагрузок ориентировочно принимается равным 0,95. Потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях воздушных линий составляет 1 – 2% при 35 кВ, 4 – 6% при 110 кВ, 15 – 20% при 220 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности. Допускается принимать, что потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях линии и генерация реактивной мощности этими линиями в период наибольших нагрузок взаимно компенсируются.

Необходимость установки компенсирующих устройств в проектируемой сети определяется сопоставлением суммарной потребляемой реактивной мощности с мощностью от источников питания. На основе этого сопоставления определяется требуемая мощность компенсирующих устройств. В качестве компенсирующих устройств применяются батареи статических компенсаторов, синхронные компенсаторы, но основным типом компенсирующих устройств являются конденсаторы. На крупных узловых подстанциях с высшим номинальным напряжением 150 – 220 кВ по ряду условий возможна установка синхронных компенсаторов мощностью не менее 10 МВАр. Размещение компенсирующих устройств по подстанциям электрической сети влияет на экономичность режимов работы сети и на решение задач регулирования напряжения.

При выборе мощности и места установки компенсирующих устройств необходимо учитывать:

а) в электрических сетях двух (и более) номинальных напряжений следует в первую очередь осуществлять практически полную компенсацию реактивных нагрузок в сетях вторичных номинальных напряжений;

б) в сети одного номинального напряжения целесообразна, в первую очередь, полная компенсация реактивных нагрузок наиболее удаленных подстанций. При незначительной разнице в электрической удаленности потребителей от источника питания допускается расстановка компенсирующих устройств по условию равенства коэффициентов мощности на подстанциях:

$$\cos \varphi_i = \cos \left(\arctg \frac{\Sigma Q_i - Q_{кб}}{\Sigma P_i} \right) \quad (1)$$

где Q_i, P_i - реактивная и активная нагрузка подстанции в период наибольших нагрузок;

$Q_{кб}$ - мощность компенсирующих устройств, необходимая по условию баланса реактивной мощности.

В процессе выполнения расчетов потокораспределения в режиме наибольших нагрузок подстанции мощность компенсирующих устройств может быть уточнена. В минимальном режиме компенсирующие устройства могут быть либо отключены, либо уменьшена их мощность, если это необходимо по условиям обеспечения нормированного уровня напряжений.

2. Выбор схемы и номинального напряжения электрической сети

Выбор экономически целесообразной схемы и номинального напряжения сети является одной из основных задач проектирования. Этот выбор осуществляется на основе разработки ряда технически осуществимых вариантов сети и их последующего технико-экономического сравнения.

Линии электропередачи (ЛЭП) районных электрических сетей, как правило, проектируются воздушными. Кабельные линии 35 кВ и выше применяются в том случае, если сооружение воздушных линий невозможно по условиям прокладки.

При проектировании трассы линий имеют вид ломанных линий из-за существующих сооружений и особенностей местности. В учебном проектировании трассы всех линий принимаются в виде прямых.

Для заданного расположения потребителей и источников питания следует наметить 6 - 10 вариантов схемы электрической сети. Конфигурация схемы электрической сети определяется не только взаимным положением потребителей относительно источников питания, но и условиями надежности электроснабжения. Для электроснабжения потребителей 1 и 2 –ой категории применяются разомкнутые резервированные или замкнутые сети. Для питания потребителей 3-ей категории допускается сооружение нерезервированный разомкнутых сетей.

Все намеченные варианты должны быть технически сопоставимыми и взаимозаменяемыми.

На основе приближенной технико-экономической оценки вариантов выбрать из предложенных вариантов 2 или 3 для дальнейшей проработки. Среди этих вариантов должен быть хотя бы один вариант, имеющий замкнутую схему электроснабжения не менее, чем двух новых потребителей.

При выборе вариантов следует руководствоваться следующими соображениями:

1) передача электроэнергии от источника питания к пунктам ее потребления должна производиться, по возможности, по наикратчайшему пути, что предполагает снижение потерь мощности в сети;

2) суммарная стоимость сооружаемых ЛЭП должна быть наименьшей, что приближенно можно оценить по суммарной протяженности сооружаемых ЛЭП (протяженность двухцепных ЛЭП следует включать в сумму с весовым коэффициентом 1,5).

Протяженность всех линий выбранных вариантов принимается на 15 – 20 % больше воздушной прямой.

В разработанных вариантах схемы намечаются возможные номинальные напряжения сети в целом и ее отдельных частей. Сеть меньшего номинального напряжения в большинстве случаев имеет меньшие капитальные затраты и большие эксплуатационные расходы. С увеличением номинального напряжения снижаются потери мощности и энергии; возможно снижение сечений проводов, если нет ограничения по условию возникновения общей короны, а также имеются возможности дальнейшего развития сети. По известной величине передаваемой мощности и дальности передачи опыт проектирования позволяет приблизительно оценить экономически целесообразное номинальное напряжение.

В случае определения номинального напряжения замкнутой сети надо найти предварительное токораспределение при допущении, что сеть является однородной. Предположения о величине номинального напряжения делаются на основании таблиц, кривых и эмпирических формул. Соответствующие сведения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Пропускная способность и дальность электропередачи по воздушным линиям

Номинальное напряжение электрической сети (кВ)	Длина линии электропередачи (км)	Передаваемая мощность на одну цепь (МВА)
35	20 – 50	5 – 10
110	50 – 150	10 – 50
150	100 – 200	50 – 70
220	200 - 500	100 – 150
330	500 – 1000	200 – 400
500	1000 - 1500	400...

Приближенную оценку применения экономически целесообразных номинальных напряжений воздушных ЛЭП можно сделать по эмпирическим формулам

1) по формуле Г.А. Илларионова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (2.1)$$

или формуле

$$U = 16\sqrt[4]{Pl}, \quad (2.2)$$

где P – передаваемая по линии активная мощность в МВт на одну цепь, l – длина линии, км.

2) по формуле Стилла, которая дает приемлемые результаты при длине линий меньше 250 км и передаваемых мощностях, не превышающих 60 МВт.

$$U = 4,34\sqrt{l + 0,016P}, \quad (2.3)$$

где P – передаваемая по линии активная мощность в кВт на одну цепь, l – длина линии, км.

3) по формуле Залесского, которая справедлива для линий больших мощностей с длинами, достигающими 1000 км.

$$U = \sqrt{P(0,1 + 0,015\sqrt{l})}, \quad (2.4)$$

где P – передаваемая по линии активная мощность в кВт на одну цепь, l – длина линии, км.

Потери напряжения в сети одного номинального напряжения в нормальных режимах работы не должны превышать 15% и при наиболее тяжелых аварийных отключениях линий – 20%. Потери напряжения более указанных величин, или, наоборот, менее 5-6% в нормальном режиме свидетельствуют о неправильно намеченном номинальном напряжении. Аналогичным показателем является применение мелких (АС-10...АС-35) или, наоборот, более крупных, чем АСО-400...АСО-600 марок проводов, выбранных по экономической плотности тока.

3. Выбор сечений проводов и токоведущих жил кабелей

При проектировании линий напряжением до 220 кВ включительно выбор сечений проводов производится не сопоставлением технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока для воздушных и кабельных линий.

Выбор сечений проводов и кабелей с учетом:

- экономической плотности тока;
- пропускной способности линии по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах;
- потери напряжения в нормальном и послеаварийном режиме;
- механической прочности проводов воздушных линий;
- термической устойчивости в режиме короткого замыкания;
- условия исключения возникновения короны.

Линии электропередач районных сетей выполняются, как правило, сталеалюминевыми проводами марок АС, АСО, АСУ.

Выбор сечения проводов по экономической плотности тока

Суммарное сечение (F) проводов фазы проектируемой ВЛ составляет:

$$F = \frac{I_p}{j_n}, \quad (3.1)$$

где I_p – расчетный ток, А;

j_n – экономическая плотность тока, А/мм².

Таблица 2 – Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм, при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
– медные	2,5	2,1	1,8
– алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
– медные	3,0	2,5	2,0
– алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
– медные	3,5	3,1	2,7
– алюминиевые	1,9	1,7	1,6

Приведенное выше выражение справедливо при одновременных капиталовложениях и неизменных равномерных последующих эксплуатационных расходах. В действительности капитальные вложения могут осуществляться в течение ряда лет, а эксплуатационные расходы отличаться по годам расчетного периода, что учитывается при оценке экономичности варианта. Изменение эксплуатационных расходов обусловлено изменением тока нагрузки по годам. Фактор разновременности в технико-экономических расчетах учитывается введением коэффициентов.

Значение I_p определяется по выражению:

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T, \quad (3.2)$$

где I_5 – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для системообразующих линий основной сети по расчетным

длительным потокам мощности. Для линий распределительной сети I_5 определяется расчетом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы

$$I_5 = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}; \quad (3.3)$$

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 110—220 кВ значение α_i может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ (T_{\max}), а коэффициент K_m – отражает участие нагрузки ВЛ в максимуме энергосистемы (таблица3). Расчет коэффициента для нагрузок новых подстанций производится по данным, приведенным в таблице 4.

Таблица3 - Усредненные значения коэффициента α_T

Напряжение ВЛ, кВ	Коэффициент участия в максимуме энергосистемы, км	Значение коэффициента при числе часов использования максимума нагрузки, T_{\max} , ч/год		
		до 4000	4000-6000	более 6000
35...330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2
500	1,0	0,7	0,9	1,1
	0,8	0,8	1,0	1,4
	0,6	0,9	1,4	1,9

Для радиальных ЛЭП K_m принимается равным коэффициенту для нагрузки, которая питается по этой линии. Для замкнутой сети K_m определяется как средневзвешенное значение коэффициентов по долям мощностей нагрузок подстанций, входящих в замкнутую сеть.

Таблица 4 - Коэффициенты попадания в максимум энергосистемы для различных потребителей электроэнергии

Потребители электроэнергии	Коэффициент K_{Mi}
Осветительно-бытовая нагрузка	1,0
Промышленные предприятия:	
трехсменные	0,85
двухсменные	0,7 – 0,75
односменные	0,1 – 0,15

Электрифицированный транспорт	1,0
Сельскохозяйственное производство	0,7 – 0.75

Для радиальных ЛЭП K_m принимается равным коэффициенту для нагрузки, которая питается по этой линии. Для замкнутой сети K_m определяется как средневзвешенное значение коэффициентов по долям мощностей нагрузок подстанций входящих в замкнутую сеть.

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву $I_{\text{доп}}$:

$$I_{\text{р.н.}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (3.4)$$

где $I_{\text{р.н.}}$ – расчетный ток для проверки проводов по нагреву (средняя токовая нагрузка за полчаса); при этом расчетными режимами могут являться нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения нагрузки между линиями и т. п. Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных проводов марок АС и АСК приведены в таблице 5, а поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов – в таблице 6.

Таблица 5 - Допустимые длительные токи для неизолированных проводов марок АС и АСК, применяемых на ВЛ 35...220 кВ (допустимая температура нагрева +70° С при температуре воздуха +25° С)

Сечение, (алюминий/сталь) мм ²	35/6,2	50/8	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/39
Ток, А	175	210	265	330	390	450	510	610

Продолжение табл. 5

Сечение, (алюминий/сталь) мм ²	300/48	330/27	400/18	400/51	400/69	500/26	500/64
Ток, А	690	730	830	825	860	330	945

Таблица 6 - Поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов

пер ату	тем пер ату	Поправочные коэффициенты при фактической температуре воздуха, С°
------------	-------------------	---

		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

По условию механической прочности устанавливаются наименьшие допустимые значения сечений неизолированных проводов для ВЛ свыше 1 кВ, которые приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Минимально допустимые сечения неизолированных проводов по условиям механической прочности для ВЛ свыше 1 кВ

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, мм ²			
	алюминиевых и из нетермообра- ботанного алюминиево- го сплава	из термообра- ботанного алюминиево го сплава	сталеалю- миниевых	сталь- ных
ВЛ без пересечений в районах по гололеду:				
до II	70	50	35/6,2	35
в III-IV	95	50	50/8	35
в V и более	—	—	70/11	35
Пересечения ВЛ с судоходными реками и инженерными сооружениями в районах по гололеду:				
до II	70	50	50/8	35
в III-IV	95	70	50/8	50
в V и более	—	—	70/11	50
ВЛ, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах:				
до 20 кВ	—	—	70/11	—
35 кВ и выше	—	—	120/19	—

Максимально возможные сечения проводов из условия механической прочности типовых опор составляют:

- для ВЛ-35 кВ – 150 мм²;
- для ВЛ-110 кВ – 240 мм²;
- для ВЛ-220 кВ – 500 мм²;
- для ВЛ-330 кВ – 700 мм²;
- для ВЛ-500 кВ - 2х500 мм².

По условию устранения короны и уровню радиопомех в сетях с напряжением выше 35 кВ сечение проводов выбирается таким, чтобы напряжённость электрического поля у поверхности провода не превышала допустимой величины (таблица 8). Если сечения проводов равны минимально допустимым по условиям короны или превышают их, то проверка не производится.

Таблица 8 - Минимальный диаметр проводов воздушных линий по условиям короны

Номинальное напряжение, кВ	Кол-во проводов в фазе	Диаметр провода, мм	Марка сталеалюминиевого провода
110	1	11,3	АС-70
150	1	15,2	АС-120
220	1	21,2	АСО-240
330	1	33,1	АСО-600
330	2	23,5	АСО-300
500	2	37,1	АСО-700
500	3	27,2	АСО-400
750	4	29	АСУ-400

Выбранные сечения подлежат проверке по предельно допустимому току в послеаварийных и ремонтных режимах. Для двухцепных ЛЭП послеаварийным током является удвоенное значение нормального тока в режиме максимальных нагрузок. Для варианта замкнутой схемы послеаварийным током для крайних ЛЭП будет ток, вычисленные через суммарную мощность нагрузок линии с двухсторонним питанием. Для средней ЛЭП – ток большей из двух нагрузок линии.

Выбору сечений по экономической плотности тока не подлежат сети напряжением до 1000 В, рассчитываемые по потерям напряжения, сборные шины электроустановок, сети временных сооружений, а так же устройства сроком службы 3 -5 лет.

Линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше по допустимым потерям напряжения не проверяются, так как повышение уровня напряжения увеличением сечения проводов таких линий по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдываются.

По термической устойчивости в режиме короткого замыкания проверяются кабельные линии, сборные шины, шинопроводы. Проверке не подлежат провода воздушных линий, а также кабельные линии, защищаемые плавкими предохранителями.

4. Выбор трансформаторов и автотрансформаторов на понижающих подстанциях

Выбор количества трансформаторов определяется требованиями надежности электроснабжения питающихся от подстанции потребителей и является технико-экономической задачей. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей всех категорий в практике проектирования на подстанциях предусматривается, как правило, установке двух трансформаторов. Установка трех и более трансформаторов в учебном проектировании не рассматривается. На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше обычно предусматривается установка автотрансформаторов, которые обладают рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами.

Применение однострансформаторных подстанций допускается:

- в качестве первого этапа сооружения двухтрансформаторной подстанции при постепенном росте нагрузки, если обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения;
- для питания потребителей второй и третьей категории суммарной мощностью до 10 МВт при наличии в сетевом районе передвижной резервной подстанции, обеспечивающей замену трансформатора в течение суток.

Если при выборе номинальной мощности трансформатора предполагается отключение части потребителей третьей и второй категорий, то при сравнении вариантов должна быть учтена стоимость недоотпущенной электроэнергии. Если графики нагрузки подстанций не заданы, то выбор номинальных мощностей трансформаторов производится приближенно.

Мощность каждого трансформатора на двухтрансформаторных подстанциях выбирается равной 0,65 – 0,7 максимальной нагрузки подстанции. При этом предполагается, что при аварийном выходе одного трансформатора оставшийся в работе должен обеспечивать нормальную нагрузку подстанции с учетом допустимой аварийной перегрузки в размере 40% от номинальной мощности на время максимума нагрузки общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение не более пяти суток. При этом коэффициент начальной перегрузки не должен превышать 0,93.

5. Составление схем первичных соединений подстанций

Выбор схем подстанции является сложной технико-экономической задачей, решение которой требует ряда технических и экономических расчетов с учетом большого количества факторов и характеристик сети высшего напряжения, схемы сети вторичного напряжения.

В учебном проектировании схемы подстанций выбираются упрощенные. Составленная ранее скелетная схема с указанием номинальных напряжений отдельных ее линий позволяет установить типы отдельных трансформаторных подстанций, их схему соединений и на этой основе разработать полную схему электрических соединений проектируемой сети.

Условно принимаем, что проектируемая сеть присоединяется к распределительному устройству 35 -220 кВ источника питания, где имеются две системы сборных шин с шиносоединительным выключателем. Схемы подстанций со стороны нагрузки 6 – 35 кВ изображаются условно с одной секционированной системой шин.

Схемы понизительных подстанций выполняются с использованием высоковольтных выключателей для всех эксплуатационных переключений и отключения токов короткого замыканий. Вместе с тем получили применение более простые схемы, часто называемые «упрощенными», с использованием малого количества аппаратов или отказом от установки выключателя, что удешевляет сооружение подстанции.

По способу присоединения к сети подстанции разделяются на:

- а) блочные (тупиковые, работающие по схеме линия – трансформатор, т.е. включаемые в конце радиальной линии);
- в) ответвительные, питаемые от одной или двух линий через ответвления;
- с) узловые (проходные, транзитные) с включением в рассечку линий.

При присоединении подстанций к проходящим линиям возможно либо устройство захода линий на подстанцию, либо устройство глухих ответвлений.

Присоединение подстанций к сети возможно по следующим схемам:

- блочным,
- мостиком,
- кольцевым,
- со сборными шинами.

5.1 Блочные схемы

Наиболее распространенными, простыми и экономичными являются блочные схемы. В основном они применяются для подстанций с первичным напряжением 110-220 кВ и главным образом для глубокого ввода высокого

напряжения в сетевые районы на территории промышленных предприятий и в микрорайоны крупных городов.

Наиболее простыми блочными схемами подстанций являются схемы подстанций с головными выключателями в начале питающей линии. Отключение головного выключателя при повреждении трансформатора производится двумя способами:

1. Релейной защитой питающей линии с действием на головной выключатель.
2. Отключающим импульсом-телесигналом, передаваемым от защиты трансформатора.

На большинстве одно- и двухтрансформаторных подстанций используются комплекты короткозамыкателей и отделителей вместо выключателей, что удешевляет сооружение понижающей подстанции и сокращает потребности в выключателях высокого напряжения.

Однако, намечается тенденция к более ограниченному применению короткозамыкателей. Объясняется это тем, что действие короткозамыкателей приводит к нарушениям работы сети и вовлекает в зону аварии значительное число подстанций, а также усложняет выполнение релейной защиты и обеспечение надежности работы линий и трансформаторов при значительном числе ответвительных подстанций, а также из-за имеющих место случаев ложной работа газовой защиты трансформаторов.

Увеличение мощности энергосистемы и широкое применение автотрансформаторов привело к увеличению токов однофазного короткого замыкания. В связи с этим, а также учитывая явления километрического эффекта (эффект близости коротких замыканий в мощной энергосистеме). Применение короткозамыкателей не рекомендуется на линиях длиной до 10-12 км в зоне километрического эффекта (Л-7). В этом случае вместо короткозамыкателя можно использовать передачу отключающего импульса на головной выключатель.

Возможно применение схем-подстанций с использованием плавких предохранителей, производящих избирательное отключение лишь повреждённого трансформатора, присоединённого к данной линии (Л-8). Выпускаемые в данное время предохранители 35-110 кВ имеют ограниченный номинальный ток. Значения предельной мощности отключения и номинального тока для высоковольтных предохранителей приведены в таблице 9.

Таблица 9. Номинальные данные предохранителей ПСН

Номинальное напряжение , кВ	35		110	
Тип предохранителя	ПСН - 35		ПСН - 110	
Предельная мощность	350	500	1000	1500

отключения сети, мВА				
Номинальный ток патрона, А	100	200	100	200

В случае присоединения однотрансформаторной подстанции к проходящей линии с двусторонним питанием, целесообразно устройство захода линии на подстанцию с установкой отделителей для автоматического отделения участка цепи при устойчивом повреждении на ней.

К двухтрансформаторной подстанции, выполненной по блочной схеме, возможно подсоединение радиальной линии через мостик из двух выключателей.

Блочные схемы представлены на рисунках с 1 по 5.

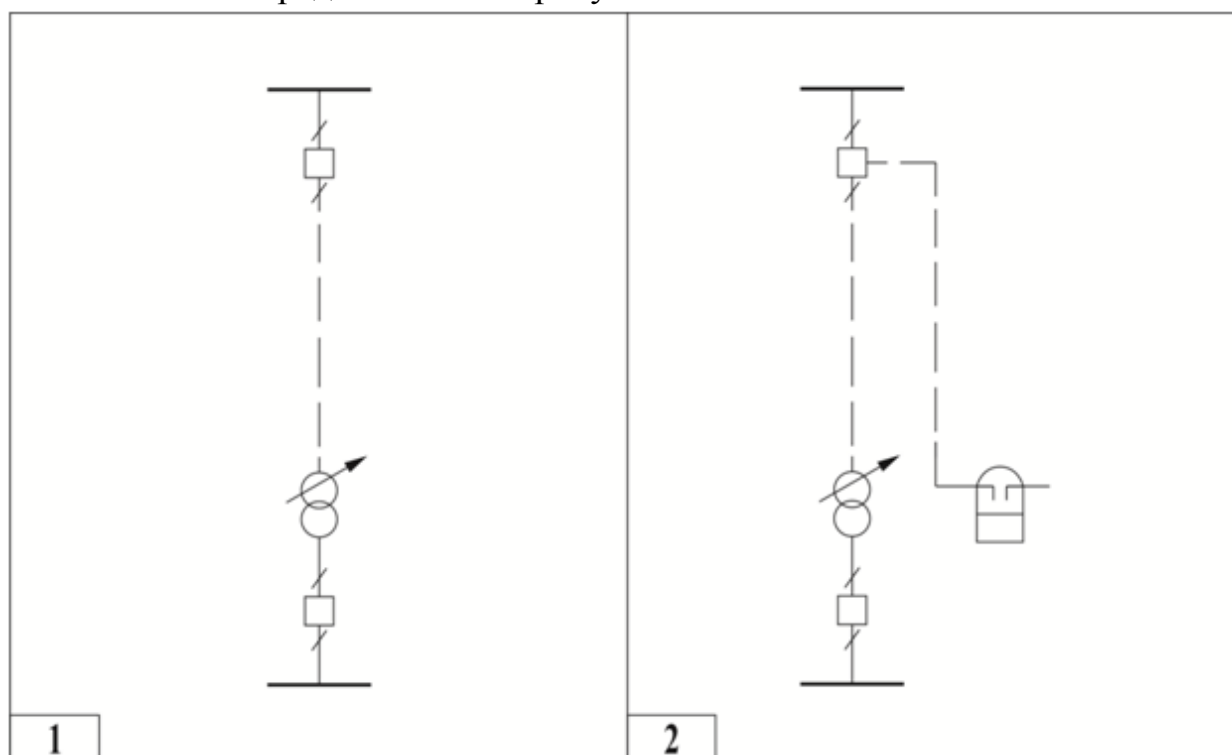


Рисунок 1. Блочные схемы

В схеме 5 отключение повреждённого трансформатора от сети производится отделителем (автоматизированным разъединителем) в бестоковую паузу после отключения короткого замыкания выключателем, установленным в начале линии. Выключатель действует от релейной защиты повреждённого трансформатора, передаваемого с приёмного на питающий конец линии по линиям, используемым для телефонной связи или телемеханики, или по каналу высокочастотной связи питающей линии. После автоматического повторного включения головного выключателя восстанавливается питание всех неповреждённых трансформаторов.

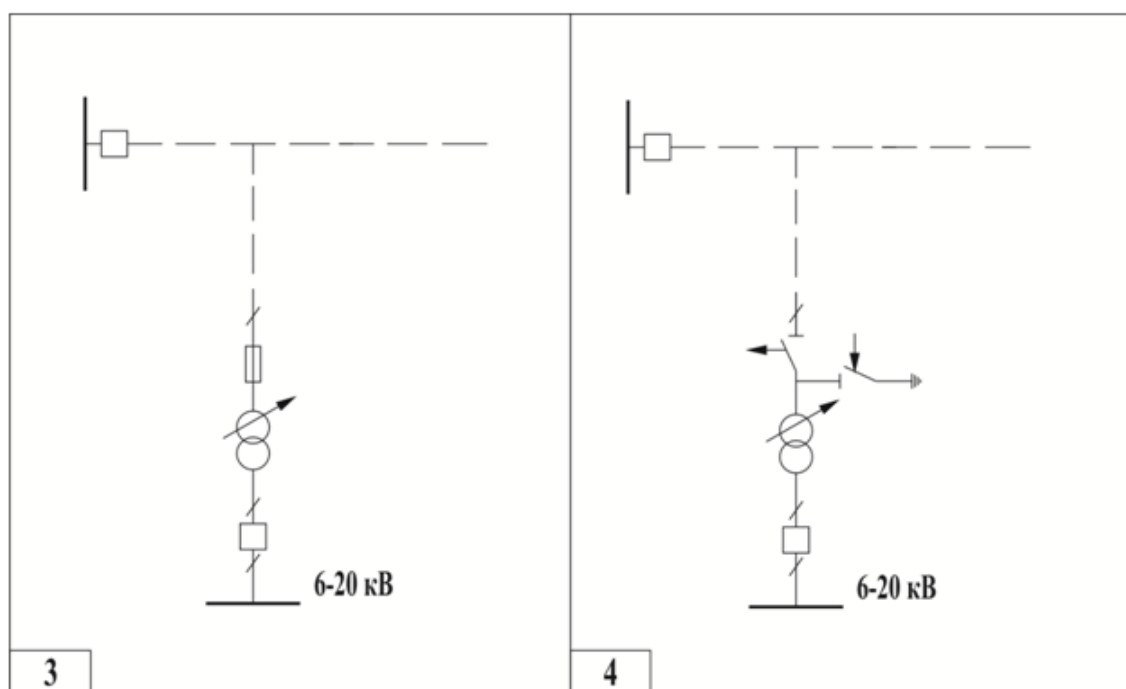


Рисунок 2. Блочные схемы

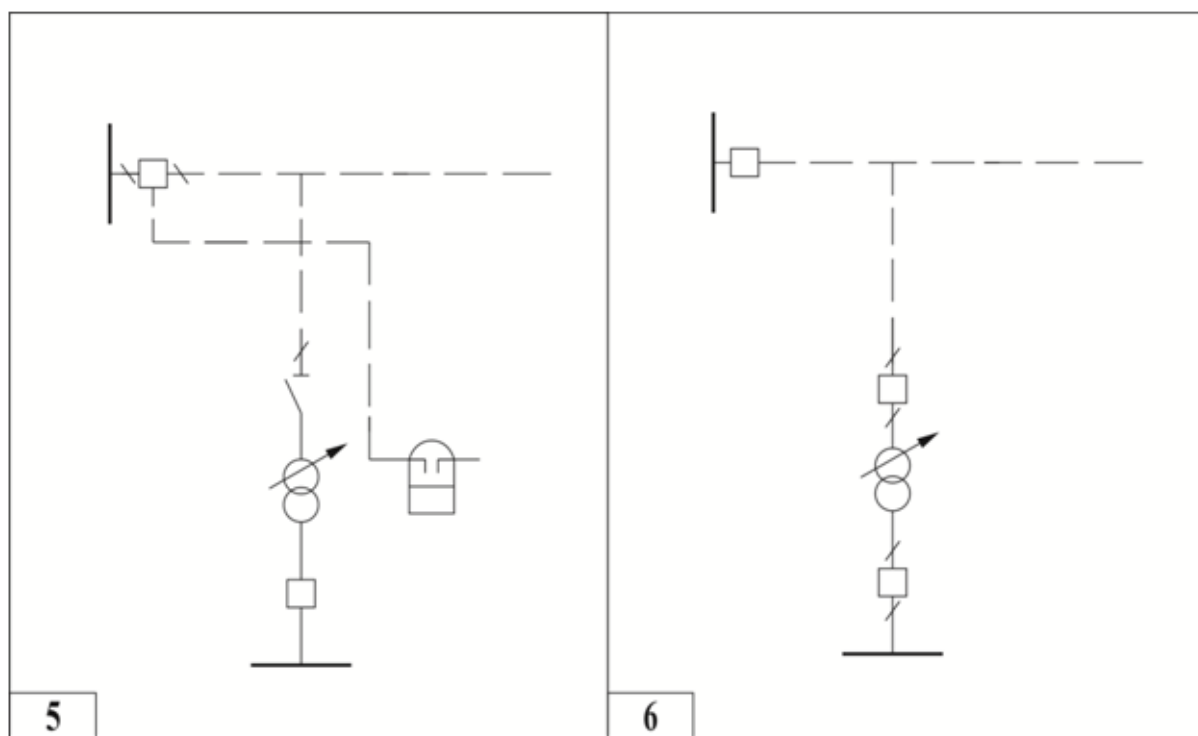


Рисунок 3. Блочные схемы

При повреждении трансформатора в схеме 7 от сигнала одной из релейных защит происходит автоматическое включение короткозамыкателей в цепи трансформатора. Созданное искусственное короткое замыкание в конце соответствующей линии приводит к отключению головного выключателя. Таким образом, снимается напряжение с линии и повреждённого трансформатора. При отключении головного выключателя в бестоковую паузу автоматического повторного включения (АПВ) автоматически отключается

отделитель в цепи повреждённого трансформатора. Напряжение на линии восстанавливается после повторного включения головного выключателя. Для обеспечения указанной последовательности операций применяют различные средства автоматики.

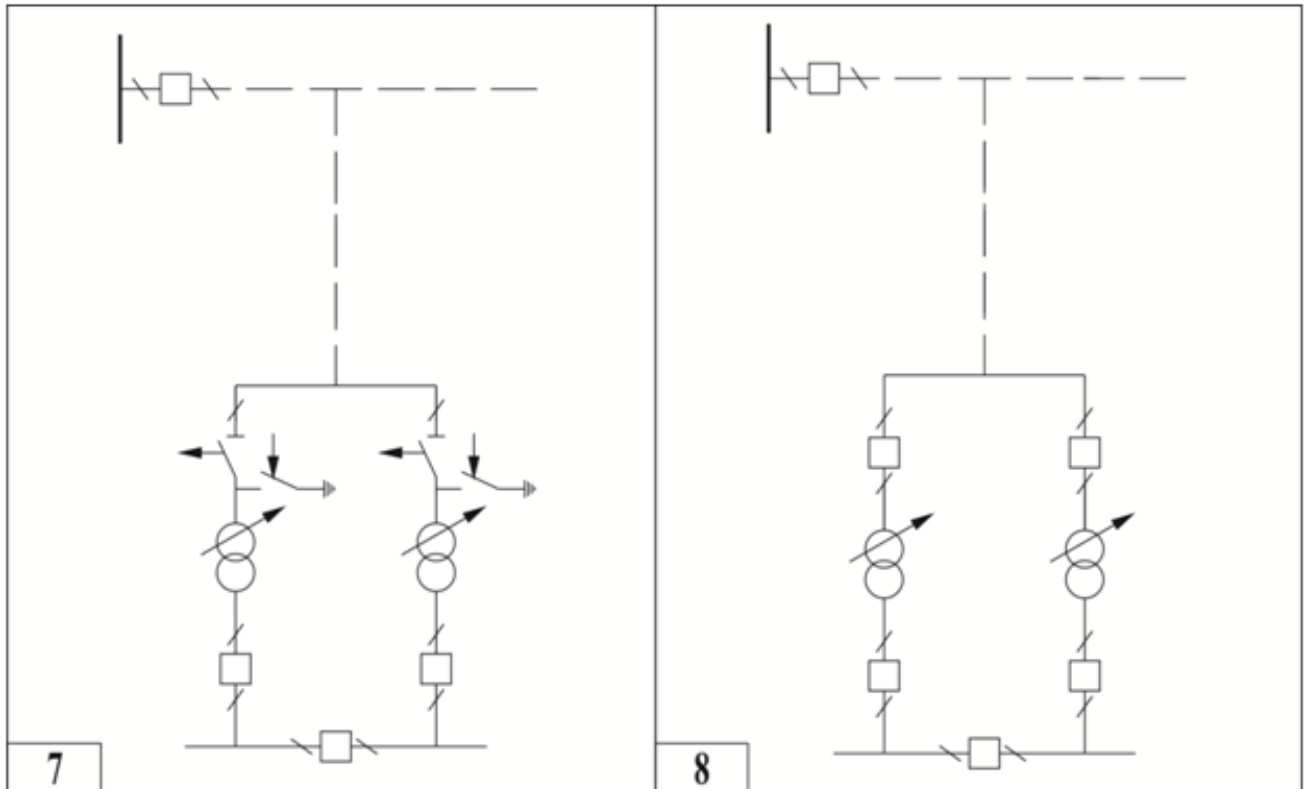


Рисунок 4. Блочные схемы

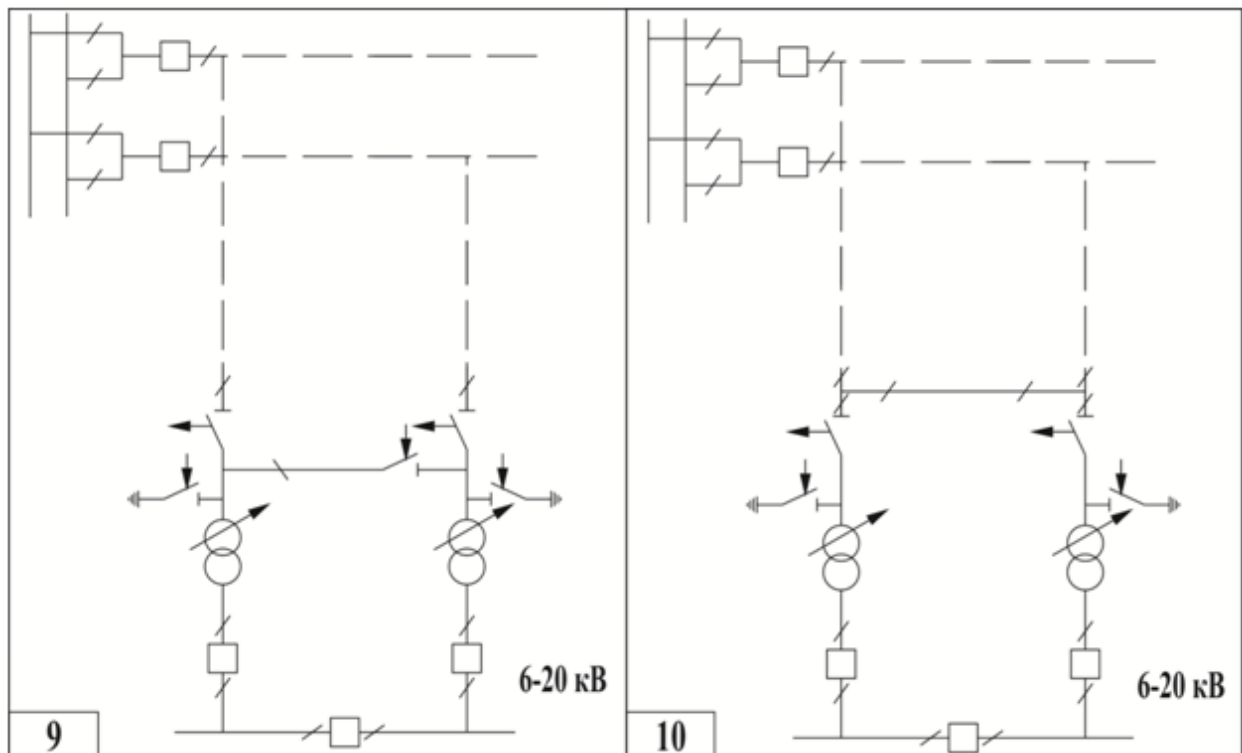


Рисунок 5. Блочные схемы

5.2 Схемы мостиков

Схемы мостиков, как правило, используются в случае присоединения двухтрансформаторной подстанции к одноцепной линии с двухсторонним питанием, а также, когда требуется автоматическое секционирование сети. Автоматическое секционирование сети выключателями, то есть деление сети на участки, повышает надёжность работы подстанций, сокращает длительность аварийного отключения и создаёт условия ремонта линии по частям. Наибольшая длина линии между выключателями при секционировании определяется рабочим напряжением, числом и продолжительностью аварийных отключений. Число пунктов секционирования, их местоположение определяются на основе технико-экономических расчётов вариантов (Л-7). Схемы мостиков приведены на рисунке 6.

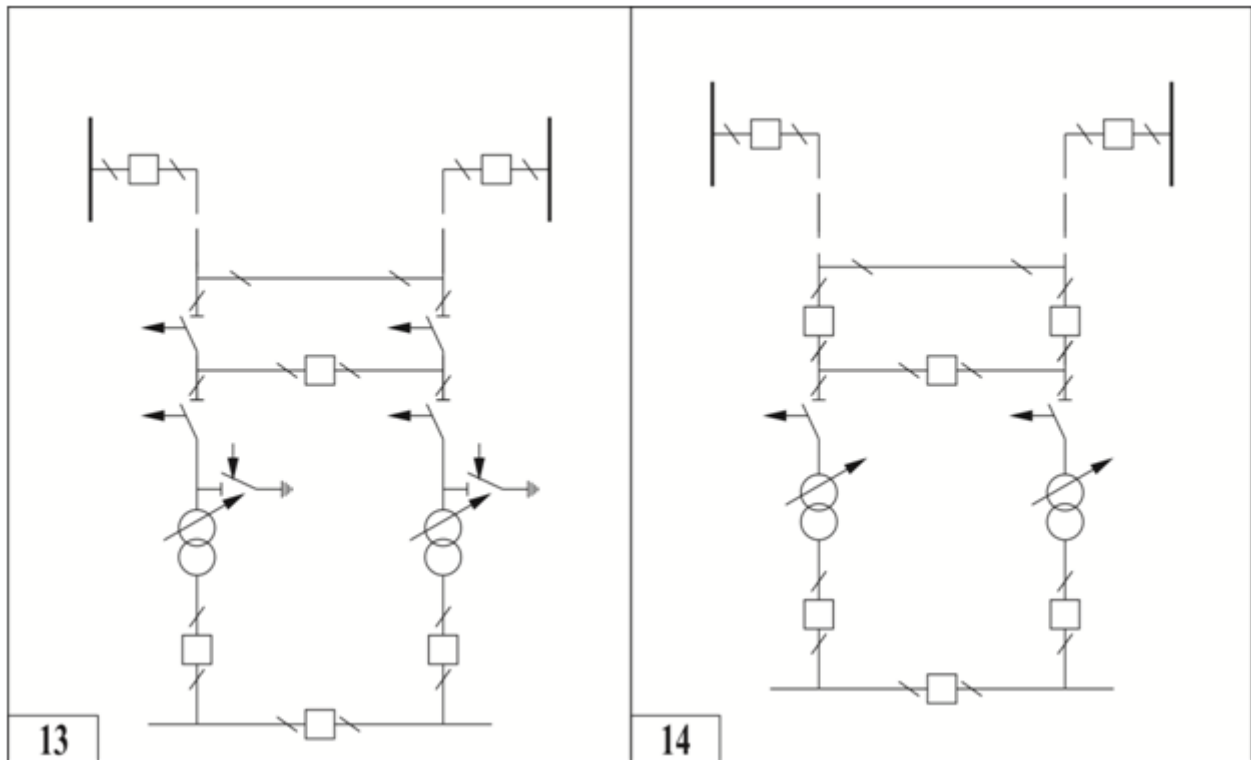


Рисунок 6. Схемы мостиков

5.3 Кольцевые схемы

Кольцевые схемы преимущественно находят применение в сетях 220 кВ и выше, на транзитных подстанциях, через которые проходят значительные реверсивные потоки мощности. Кольцевые схемы представлены на рисунках 7 и 8.

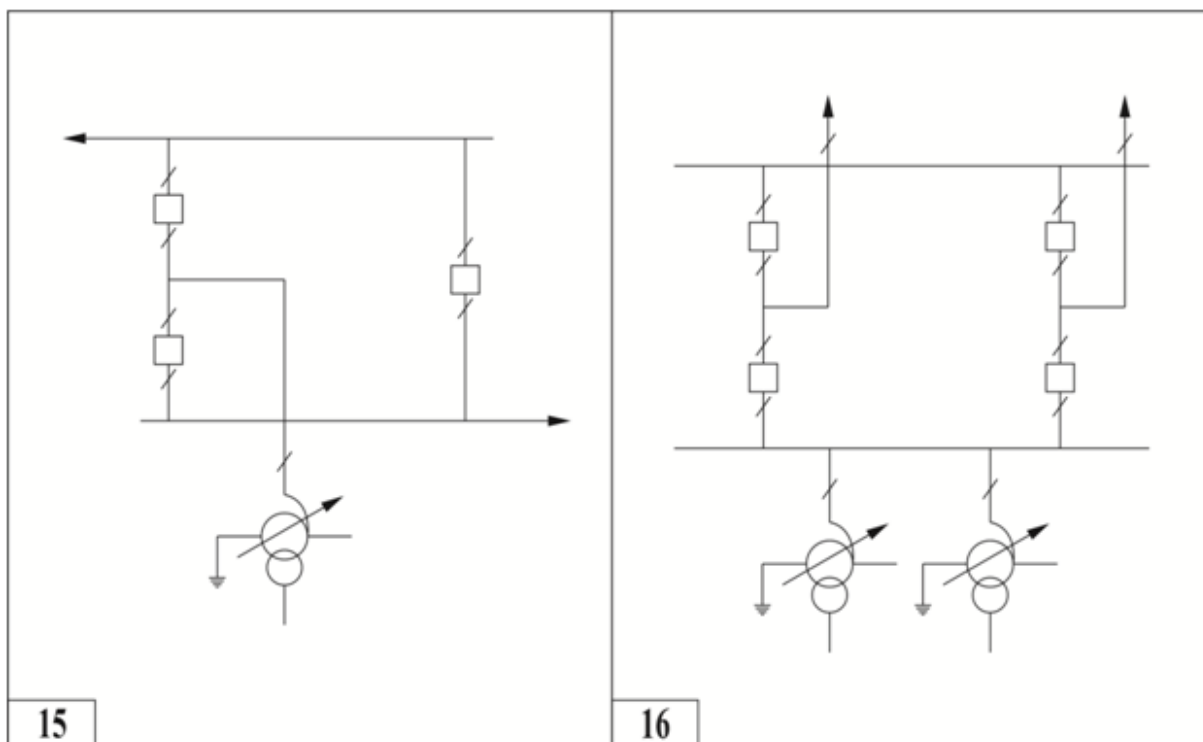


Рисунок 7. Кольцевые схемы

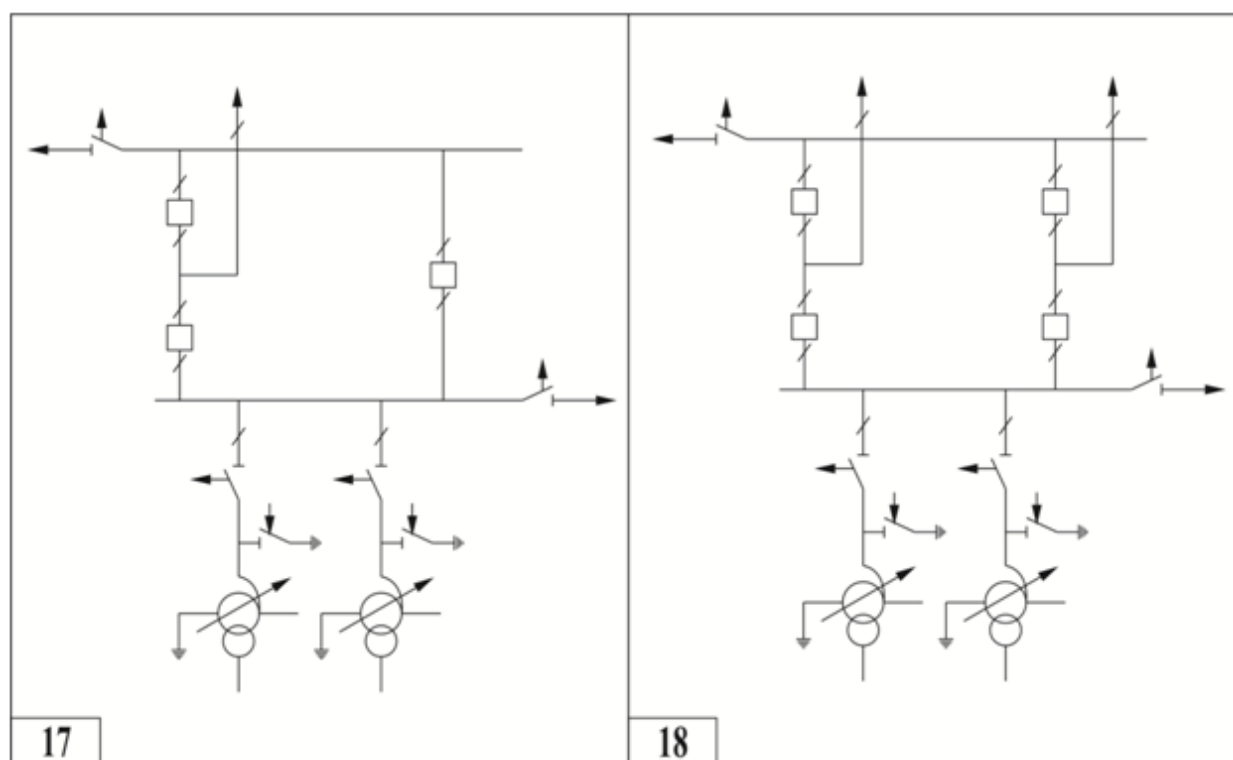


Рисунок 8. Кольцевые схемы

В настоящее время наибольшее распространение получили схемы треугольника при трёх присоединениях и четырёхугольника (квадрата) при четырёх присоединениях (схема 15-16).

В ряде случаев возможно расширение применения этих схем соответственно до пяти и шести присоединений за счёт использования

элементов линия-трансформатор при длинах линий больше или равных 80-100 км (схема 17-18).

Присоединение автотрансформаторов без выключателей возможно только к линиям, не имеющим пофазного АПВ.

5.4 Схемы со сборными шинами

Схемы со сборными шинами представлены на рисунках с 9 по 12. В современных энергосистемах в связи с широким применением подстанций по упрощённым схемам, ограничением числа сложных коммутационных узлов область применения схем со сборными шинами ограничена.

Схемы подстанций со сборными шинами на стороне высшего напряжения применяются в следующих случаях:

- При числе линий до четырёх применяется, как правило, одиночная секционированная система шин с обходной, с присоединением трансформаторов через выключатели или отделители. При отсутствии транзита мощности через подстанцию секционный выключатель используется в качестве обходного (схема 20), при наличии транзита мощности через подстанцию устанавливается отдельный обходной выключатель (схема 21).

- При числе линий до шести включительно возможно применение одиночной секционированной системы шин с обходной или схемы с двумя рабочими и обходной системой шин. В этих случаях применяются, соответственно, совмещение обходного и шиносоединительного выключателей, при большем числе присоединений устанавливается отдельный обходной выключатель.

При транзите мощности через 220кВ на подстанции устанавливаются отдельные секционный и обходной выключатели с присоединением последнего к обеим секциям через развилку из разъединителей (схема 22).

- На подстанциях 110-220 кВ при семи и более присоединениях применяется схема с двумя рабочими и обходной системами шин.

Широкое распространение схемы со сборными шинами получили на средних напряжениях (35-220 кВ) распределительных и узловых подстанций, когда, как правило, на данном напряжении подстанции имеется до 6-10 присоединений.

При напряжении 35 кВ, как правило, применяется одиночная секционированная выключателем система шин.

При напряжении 110-220 кВ и числе присоединений (линий трансформаторов) до шести включительно, применяется одиночная секционированная система шин с обходной. При этом применяется совмещённый секционнообходной выключатель.

При напряжении 110-220 кВ и числе присоединений больше шести применяются две системы шин с обходной.

На подстанциях 110-220 кВ с одиночной секционированной и обходной системами шин при числе отходящих линий до четырёх включительно, присоединение трансформаторов выполняется через отделители.

Во всех схемах с обходной системой шин цепи линий и трансформаторов (автотрансформаторов) с выключателями присоединяются к обходной системе шин.

При необходимости ограничения токов короткого замыкания на стороне 6-10кВ подстанции, должна предусматриваться раздельная работа трансформаторов.

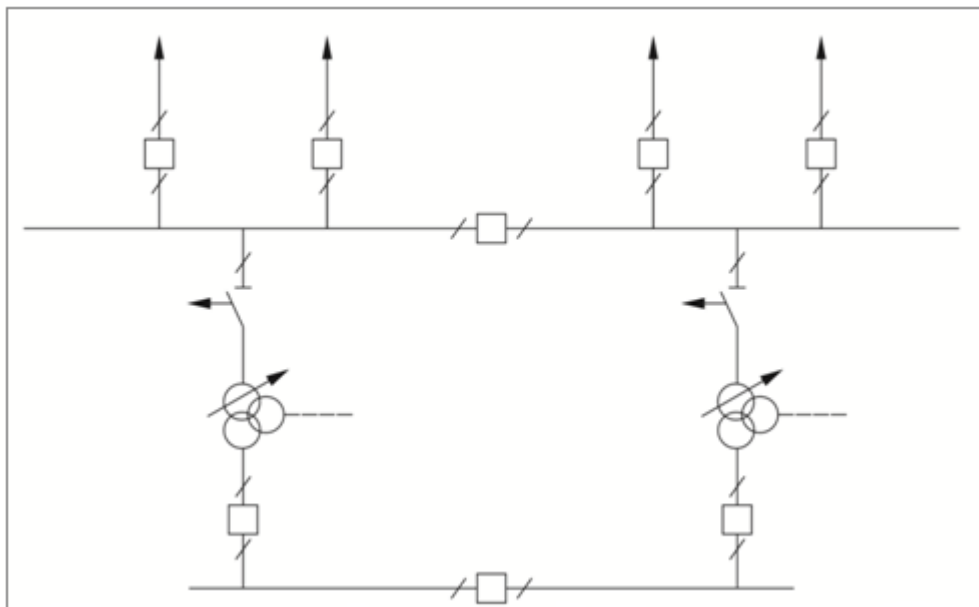


Рисунок 9. Схемы со сборными шинами

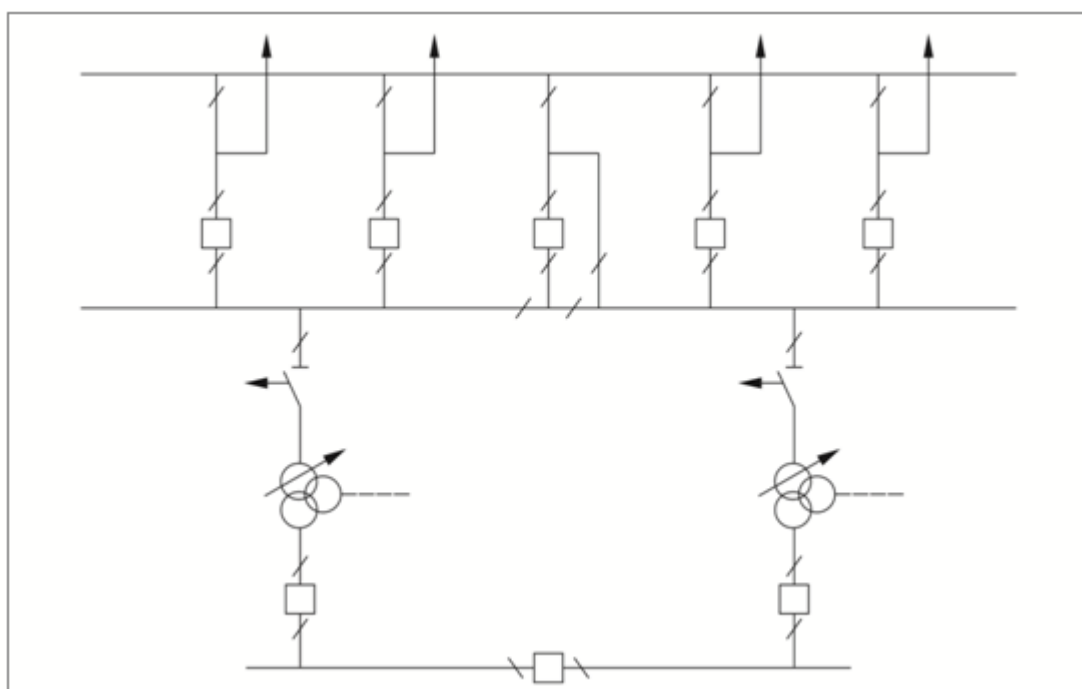


Рисунок 10. Схемы со сборными шинами

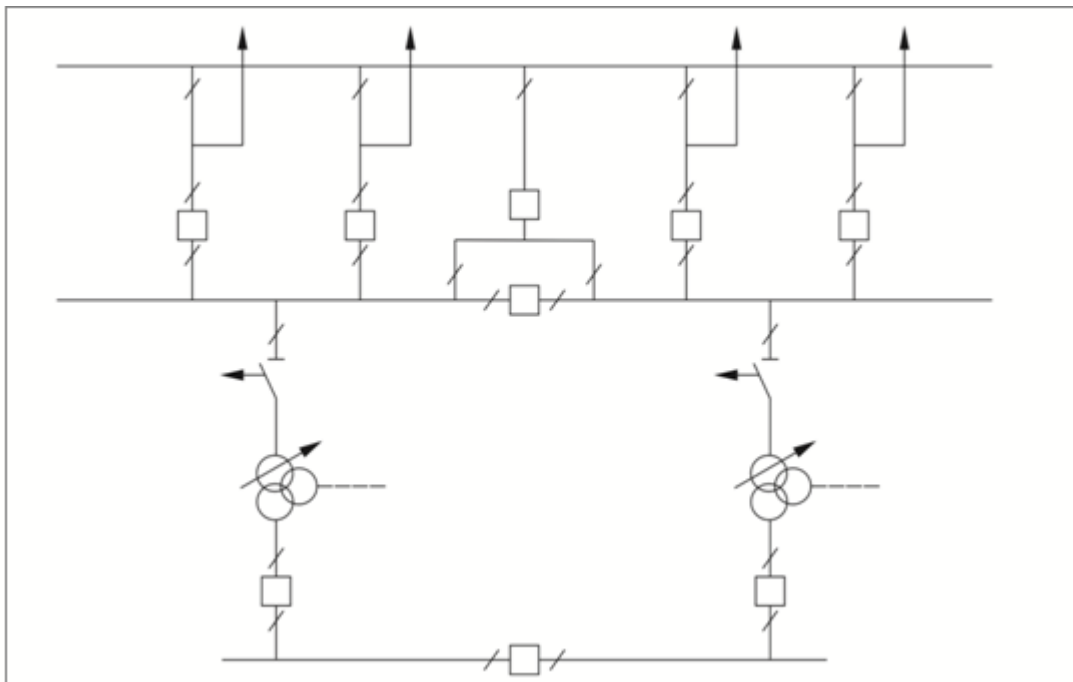


Рисунок 11. Схемы со сборными шинами

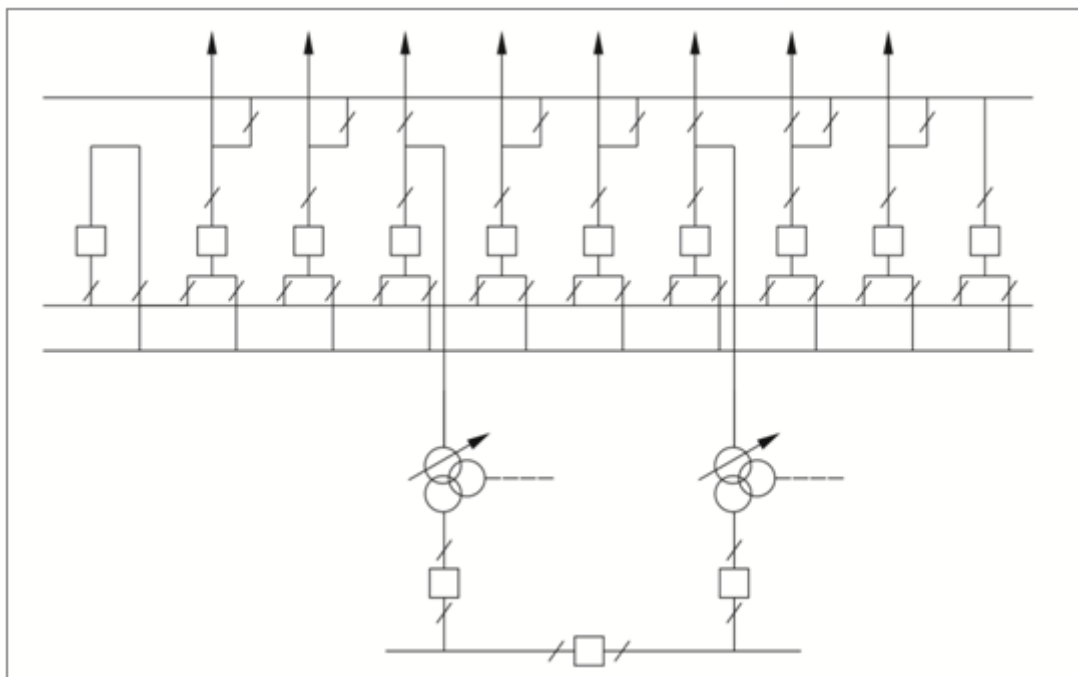


Рисунок 12. Схемы со сборными шинами

6. Техничко-экономические расчеты электрических сетей

При экономическом сравнении вариантов схем проектируемой электрической сети определяются основные экономические показатели,

характеризующие их сооружение и эксплуатацию. Основными экономическими показателями электрической сети являются: капитальные вложения на ее сооружение и ежегодные эксплуатационные издержки.

В ряде случаев используются удельные экономические показатели:

- удельные капитальные вложения;
- ежегодные эксплуатационные издержки на передачу одного киловатт часа электроэнергии.

При расчете затрат на сооружение сети необходимо пользоваться укрупненными стоимостными показателями электрических сетей (УСП). УСП учитывают типизацию проектирования, прогрессивную технологию строительства, его механизацию и индустриализацию с максимальным использованием унифицированных элементов и конструкций заводского изготовления.

Главная задача экономической эффективности — это найти такой вариант электроснабжения, при котором потери в сети будут минимальны, эксплуатационные показатели лучшие и будут обеспечивать высокую степень надежности.

Минимум приведенных затрат – это основной критерий экономичности системы электроснабжения. Он определяется формулой, тыс. денежных единиц в год (тыс.ден.ед./год):

$$Z = P_{\text{норм}} * K + I = P * K + I_э = \min \quad (6.1)$$

где $P_{\text{норм}} = 0,12$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений ; K — единовременные капитальные вложения, тыс.ден.ед./год.; — годовые текущие затраты при нормальной эксплуатации, тыс.ден.ед./год. P — коэффициенты отчисления на текущий ремонт и амортизацию; $I_э$ — ежегодные издержки на эксплуатацию сети, тыс.ден.ед./год; p — коэффициент суммарных отчислений от капитальных вложений, $C_э$ — годовые эксплуатационные расходы, тыс.ден.ед./год.

Суммарные приведенные затраты могут использовать в качестве критерия экономичности, тыс.ден.ед./год:

$$Z = C_э + 0,125 K = \min \quad (6.2)$$

На результаты технико-экономических расчетов не влияет какая формула используется (6.1) или (6.2), так как для сравнения вариантов важны соотношение затрат, а не их значение.

По всем элементам снабжения электрической энергией, которые входят в изменяющуюся часть сравниваемых вариантов, определяют капитальные вложения K . В них также входят стоимость монтажа и строительства сооружений. Значения капитальных вложений принимаются по сметам на типовые проекты, по имеющимся рабочим чертежам или техническим проектам, которые содержат подобные элементы, по цене на оборудование и его монтаж, а также по ведомственным справочным материалам.

Капитальные вложения на сооружения сети состоят из затрат на сооружение линий $K_{\text{л}}$ и затрат на сооружение повышающих и понижающих подстанций $K_{\text{п}}$, т.е. $K = K_{\text{л}} + K_{\text{п}}$.

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети I состоят из отчислений от капитальных вложений на амортизацию, ремонт и обслуживание линий $I_{\text{л}}$ и подстанций $I_{\text{п}}$ и стоимости потерь электроэнергии за год $\mathcal{E}_{\text{год}}$:

$$I = I_{\text{л}} + I_{\text{п}} + \mathcal{E}_{\text{год}} \quad (6.3)$$

$$I = p_{\% \text{л}} \cdot K_{\text{л}} + p_{\% \text{п}} \cdot K_{\text{п}} + \mathcal{E}_{\text{год}} \quad (6.4)$$

где $p_{\% \text{л}}$, $p_{\% \text{п}}$ – норма амортизации для линий или подстанций.

Эксплуатационные расходы также складываются из расходов на амортизацию линий и подстанций и стоимости потерь электроэнергии.

$$C_{\Sigma} = C_{\text{п}} + C_{\text{а}} \quad (6.5)$$

Капитальные затраты на линию

$$K = n \cdot l \cdot C \quad (6.6)$$

где C – стоимость одного км сооружаемой одноцепной линии, тыс.ден.ед./км; l – длина линии, км; n – количество цепей на сооружаемой линии.

Амортизационные отчисления

$$C_{\text{а}} = p_{\% \text{л}} \cdot K_{\text{л}} + p_{\% \text{п}} \cdot K_{\text{п}} \quad (6.7)$$

Стоимость потерь электроэнергии

$$C_{\text{п}} = C_0 \cdot \Delta \mathcal{E}_{\text{а л}} , \quad (6.8)$$

где C_0 – стоимость 1 кВт·час электроэнергии, $\Delta \mathcal{E}_{\text{а л}}$ – действительные ежегодные потери электроэнергии в линиях и трансформаторах.

Действительные ежегодные потери электроэнергии в линии

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{а л}} = \Delta P_{\text{д}} \cdot T_{\text{д г}} \quad (6.9)$$

где $\Delta P_{\text{д}}$ – действительные потери в линиях, $T_{\text{д г}}$ – действительное число часов работы линии в год.

Действительные потери в линиях

$$\Delta P_{\text{д}} = \Delta P_{\text{н}} \cdot K_3^2 \cdot n \cdot l, \quad (6.10)$$

где $\Delta P_{\text{н}}$ – номинальные потери в линии, кВт/км; n – количество цепей на сооружаемой линии; K_3 – коэффициент загрузки линии, который определяется через расчетный ($I_{\text{р}}$) и допустимый ($I_{\text{доп}}$) ток линии:

$$K_3 = \frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{доп}}} = \frac{S_{\text{р}}}{S_{\text{доп}}} . \quad (6.11)$$

Капитализированная стоимость потерь

$$I_{\text{пот}} = I_{\Delta W} = ((\Delta P_{\text{кор}} + \Delta P_{\text{x}})8760 + \Delta P_{\text{n}}\tau)bk_{\text{п2}},$$

где τ – время наибольших потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 8760;$$

b – удельная стоимость электрической энергии для покрытия потерь энергии;

$\Delta P_{\text{кор}}$ – потери в ЛЭП на корону;

ΔP_{x} – потери холостого хода на подстанциях;

ΔP_{n} – суммарные нагрузочные потери в ЛЭП и на подстанциях;

$k_{\text{п2}}$ – коэффициент приведения ежегодных затрат к сегодняшнему дню

$$k_{\text{п2}} = \frac{1 - (1 + i_{\text{э}})^{-T_{\text{э}}}}{i_{\text{э}}},$$

где $i_{\text{э}}$ – эквивалентная учетная ставка;

$$i_{\text{э}} = \frac{i - a}{1 + a};$$

a – рост стоимости электрической энергии;

$T_{\text{в}}$ – срок строительства электрической сети;

$T_{\text{э}}$ – экономический срок службы электрической сети.

Выгодным из сравниваемых вариантов является вариант, имеющий наименьшие экономические показатели при выполнении всех технических требований к электроснабжению потребителей.

Если полные затраты сравниваемых вариантов различаются менее, чем на 5 %, то варианты считаются неразличимыми с точки зрения используемого критерия и требуется привлечение дополнительных критериев сравнения.

Рекомендуемая литература

1. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети [Текст] : учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. - Минск : Технопринт, 2004. - 720 с. : ил. - На обл. загл. Электрические системы и цепи [т.е. Электрические системы и сети].
2. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей/ под ред. Я.М. Большама, В.И. Круповича, М.Л. Самовера. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергия, 1974. - 695 с.
3. Электротехнический справочник. В 3-х т. Т.3. В 2 кн. Кн.1.: Производство и распределение электрической энергии [Текст] / под ред. В. Г. Герасимов. - 7-е изд., испр. и доп. - М. : Энергоатомиздат., 1988. - 880 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. В. И. Круповича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Электроиздат., 1981. - 406 с. : ил.
5. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.:Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
6. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Изд. 2-е - Ростов- н/Д: Феникс, 2008. – 715 с.
7. ПУЭ: правила устройства электроустановок / 6-е и 7-е. изд. - - СПб. : ДЕАН, 2000. - 926 с.
8. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Кн.1: Проектно-расчётные сведения/ Федоров А.А. и др. - М., 1973.
9. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Кн.2: Технические сведения об оборудовании/ Федоров А.А. и др. - М., 1973.
10. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Электрооборудование и автоматизация/ Федоров А.А. и др. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоиздат., 1981. - 624 с.
11. Лыкин, А.В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов / А.В. Лыкин. — М. : Издательство Юрайт, 2018. — 360 с.

Справочные и расчетные данные оборудования электрических сетей

Таблица П.1.1

**Расчетные данные ВЛ 35 и 150 кВ со сталеалюминиевыми проводами
(на 1 км)**

Номинальное сечение провода, мм ²	r_0 , Ом при +20 °С	35 кВ		110 кВ		150 кВ	
		x_0 , Ом	b_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , Ом
70/11	0,429	0,432	2,625	0,444	2,547	0,460	2,459
95/16	0,306	0,421	2,694	0,434	2,611	0,450	2,513
120/19	0,249	0,414	2,744	0,427	2,651	0,441	2,568
150/24	0,198	0,406	2,796	0,420	2,699	0,434	2,608
185/29	0,162	0,400	2,839	0,414	2,739	0,429	2,639
205/27	0,143	0,397	2,863	0,411	2,762	0,426	2,660
240/32	0,121	0,392	2,904	0,405	2,800	0,420	2,702
300/39	0,097	0,385	2,956	0,399	2,848	0,413	2,747

Таблица П.1.2

Расчетные данные ВЛ 220...500 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 1 км)

Номинальное сечение провода, мм ²	Количество проводов в фазе	r_0 , Ом при +20 °С	220 кВ		330 кВ		500 кВ	
			x_0 , Ом	b_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , Ом
240/32	1	0,121	0,435	2,600	—	—	—	—
240/39	2	0,062	—	—	0,331	3,380	—	—
300/39	1	0,097	0,429	2,640			—	—
300/39	2	0,049	—	—	0,328	3,410	—	—
300/66	3	0,034	—	—	—	—	0,310	3,970
330/43	3	0,030	—	—	—	—	0,308	3,600

400/51	1	0,075	0,420	2,700	—	—	—	—
400/51	2	0,037	—	—	0,323	3,460	—	—
400/51	3	0,025	—	—	—	—	0,306	3,620
500/64	1	0,060	0,413	2,740	—	—	—	—
500/64	2	0,030	—	—	0,320	3,500	—	—
500/64	3	0,020	—	—	—	—	0,304	3,640

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 35 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_{\text{кз}}$, %	$P_{\text{кз}}$, кВт	$P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	$R_{\text{т}}$, Ом	$X_{\text{т}}$, Ом	$\sigma Q_{\text{хх}}$, квар
			ВН	НН							
ТМН-1000/35	1000	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	0,4-10,5	6,5	12,2	2,75	1,5	14,9	79,6	15
ТМН-1600/35	1600	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	0,4-11,0	6,5	16,5	3,65	1,4	7,9	49,8	22,4
ТМН-2500/35	2500	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	0,69-11,0	6,5	26,0	5,10	1,1	5,1	31,9	27,5
ТМН-4000/35	4000	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	6,3; 11,0	7,5	33,5	6,70	1,0	2,6	23,0	40
ТМН-6300/35	6300	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11,0	7,5	46,5	9,25	0,9	1,4	14,6	57
ТМН-10000/35	10000	$\pm 9 \times 1,3$	336,75	6,3-10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10000	$\pm 8 \times 1,5$	10,5–36,75	3,15-10,5	8,0	60,0	12,5	0,8	0,8	10,8	60
ТДНС-16000/35	16000	$\pm 8 \times 1,5$	10,5–36,75	6,3; 10,5	10,0	85,0	18,0	0,6	0,5	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25000	$\pm 8 \times 1,5$	15,75–36,75	6,3; 10,5	9,5	115	25,0	0,5	0,3	5,1	125
ТРДНС-32000/15	32000	$\pm 8 \times 1,5$	20–36,75	6,3-10,5	11,5	145	30	0,45	0,2	4,9	144
ТРДНС-40000/35	40000	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3-10,5	11,5	170	36	0,4	0,1	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63000	$\pm 8 \times 1,5$	20–36,75	6,3-10,5	11,5	250	50	0,35	0,1	2,5	220

Примечания. 1. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН. 2. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой имеют РПН на стороне ВН.

Таблица П.1.4

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 110 кВ

Тип	Номиналь- ная мощность, кВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_{\text{кз}}$, %	$P_{\text{кз}}$, кВт	$P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	$R_{\text{т}}$, Ом	$X_{\text{т}}$, Ом	$\square Q_{\text{хх}}$, квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2500	+10×1,5 %; -8×1,5 %	110	6,6; 11,0	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	38
ТМН-6300/110	6300	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	48	10,0	1,0	16,0	220,4	50
ТДН-10000/110	10000	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	60	14,0	0,9	7,9	138,9	70
ТДН-16000/110	16000	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	86	21,0	0,85	4,4	86,8	112
ТРДН-25000/110	25000	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	120	25,0	0,75	2,5	55,6	175
ТРДН-32000/110	32000	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	145	32,0	0,75	1,9	43,4	240
ТРДН-40000/110	40000	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	160	42,0	0,70	1,3	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63000	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	245	59,0	0,65	0,8	22,0	410
ТРДЦН-80000/110	80000	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	310	70,0	0,60	0,6	17,4	480
ТРДЦН-125000/110	125000	±9×1,78 %	115	10,5	10,5	400	100	0,55	0,3	11,1	688

Примечания. 1. Трансформаторы ТМН-2500 и 6300 имеют РПН на стороне НН, у остальных трансформаторов РПН включено в нейтраль ВН. 2. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

Таблица П.1.5

Базисные показатели стоимости ВЛ 35-220 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах (цены 2000 г.)

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²	Количество цепей на опоре	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс. руб/км	
				стальные опоры	железобетонные опоры
35	Свободностоящие	до 150	1	970	700
			2	1390	1180
110	Свободностоящие	до 150	1	1050	850
			2	1590	1150
	Свободностоящие	185–240	1	1170	950
			2	1795	1650
220	Свободностоящие	300	1	1310	1120
			2	2195	–
		400	1	1470	1250
			2	2420	–
220	Двухстоечные свободностоящие	300	1	–	1140
			2	–	2120
		400	1	–	1295
			2	–	2320

Таблица П.1.6

Стоимости ОРУ 35–220 кВ по новым блочным и мостиковым схемам с двумя трансформаторами (цены 2000 г.)

Схема ОРУ на стороне ВН	Номер схемы	Стоимость ОРУ, тыс. руб		
		35 кВ	110 кВ	220 кВ
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой	4Н	–	15200	32800

со стороны линии*				
Мостик с выключателем в перемычке и в цепях линий (или трансформаторов)*	5Н (5АН)	—	30000	48000

* Выключатели элегазовые

Таблица П.1.7

Стоимость ячейки (на один комплект выключателя) ОРУ 35–220 кВ с выключателями (цены 2000 г.) для схем с числом выключателей более трех

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки, тыс. руб		
	Воздушный	Масляный	Элегазовый (ОРУ)
35	—	1150	600
110	4150	3450	7300
220	8800	9650	15000

Таблица П.1.8

Стоимость трансформаторов 35-220 кВ, тыс. руб. (цены 2000 г.)

Мощность, МВА	Трансформатор					Автотрансформатор
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35	220/110/НН
2,5	1620	—	—	—	—	—
4	1825	—	—	—	—	—
6,3	2375	3400	4075	—	—	—
10	2500	3700	4725	—	—	—
16	2750	4300	5475	—	—	—
25	3500	5500	6375	—	9950	—
40	3875	7300	8000	10000	11125	—
63	—	9000	10975	12625	—	13475
80	—	10200	11175	10920	—	—
100	—	—	—	15875	—	—
125	—	11000	—	12960	—	15525

Список использованной литературы

1. Лыкин А.В. Электрические системы и сети. Задание и методические указания по курсовому проектированию/ А.В. Лыкин, Ю.М. Сидоркин. - Новосибирск, Из-во НГТУ, 2006. - 57с.
2. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Конспект лекций. Ч.1. - Новосибирск, Из-во НГТУ, 2000. – 83 с.
3. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Конспект лекций. Ч.2. - Новосибирск, Из-во НГТУ, 2001. – 113 с.
4. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети [Текст] : учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. - Минск : Технопринт, 2004. - 720 с. : ил. - На обл. загл. Электрические системы и цепи [т.е. Электрические системы и сети].
5. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей/ под ред. Я.М. Большама, В.И. Круповича, М.Л. Самовера. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергия, 1974. - 695 с.
6. Электротехнический справочник. В 3-х т. Т.3. В 2 кн. Кн.1.: Производство и распределение электрической энергии [Текст] / под ред. В. Г. Герасимов. - 7-е изд., испр. и доп. - М. : Энергоатомиздат., 1988. - 880 с.
7. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. В. И. Круповича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : Электроиздат., 1981. - 406 с. : ил.
8. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
9. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Изд. 2-е - Ростов- н/Д: Феникс, 2008. – 715 с.
10. ПУЭ [Электронный ресурс] : правила устройства электроустановок / 6-е и 7-е изд. - - СПб. : ДЕАН, 2000. - 926 с.
11. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Кн.1 : Проектно-расчётные сведения/ Федоров А.А. и др. - М., 1973.
12. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Кн.2 : Технические сведения об оборудовании/ Федоров А.А. и др. - М., 1973.
13. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Электрооборудование и автоматизация/ Федоров А.А. и др. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоиздат., 1981. - 624 с.

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

**Иванова Елена Васильевна
Садовская Людмила Вадимовна
Сальников Василий Герасимович**

Электроэнергетические системы и сети

Методические указания по курсовому проектированию

Научный редактор – В.Г. Сальников
Оператор компьютерной вёрстки – К.Хлыстова

ФГБОУ ВО: "Сибирский государственный университет водного транспорта"
(ФГБОУ ВО "СГУВТ"),
630099, г. Новосибирск, ул. Щетинкина, 33

Отпечатано в издательстве ФГБОУ ВО "СГУВТ"