

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий и
электротехнологий»

**ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И РЕЖИМЫ РАБОТЫ ПИТАЮЩИХ
СЕТЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА**

Учебное электронное издание

для студентов, обучающихся по направлению
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ISBN 978-5-7046-2796-8

© Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2023

УДК621.316
ББК 31.26
Э 455

Утверждено учебным управлением
НИУ «МЭИ» в качестве учебного издания

Рецензенты: профессор, доктор техн. наук А.М. Немировский;
доцент, кандидат техн. наук М.Я. Погребисский

Авторы: *Е.Н. Рыжкова, С.А. Цырук, Г.С. Кулешова, М.А. Кулага, А.И. Куликов*

Э 455 Электрооборудование и режимы работы питающих сетей промышленного района [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Е.Н. Рыжкова, С.А. Цырук, Г.С. Кулешова и др. – Электрон. дан. – М.: Издательство МЭИ, 2023. – 1 электрон. опт. диск DVD-ROM.

Изложены основные положения проектирования электрооборудования питающих сетей промышленного района. Отражены особенности рационального построения конфигурации электрической сети. Приведены примеры схем электрических соединений подстанций. Изложены современные подходы к технико-экономическому сравнению вариантов проектируемой электрической сети. Изложена методика проведения расчета режимов систем промышленного электроснабжения для различной конфигурации электрических сетей.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Минимальные системные требования:

Тип ЭВМ: ПК на базе Pentium IV и выше.

ОС: Windows XP и выше.

Веб-браузер: Google Chrome, Internet Explorer.

ISBN 978-5-7046-2796-8

©Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2023

Для работы с учебным пособием необходимо подключение ЭВМ к сети Интернет.

Для разработки проектной документации рекомендуется использовать следующее программное обеспечение.

Office/Российский пакет офисных программ для разработки текстовых материалов проектной документации.

Компас 3D для разработки графической части проектной документации.

Программное обеспечение скачивается по ссылкам, указанным преподавателем, и устанавливается на ЭВМ слушателя.

Редактор Т.А. Феоктистова

Дата подписания – 21.02.2023

Объём издания – 56 Мбайт.

Тираж – 10 электронных оптических дисков DVD-ROM

Издательство МЭИ
111250, Москва, Красноказарменная, д. 14, стр.1
izdatmpei@gmail.com

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	5
1. СОДЕРЖАНИЕ И ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	6
1.1. Исходные данные для проектирования районной электрической сети	6
1.2. Содержание расчетно-пояснительной записки и графической части курсового проекта	7
1.3. Требования к оформлению расчетно-пояснительной записки и графической части курсового проекта	8
2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА	12
2.1. Потребление активной мощности, баланс реактивной мощности, выбор компенсирующих устройств в проектируемой сети	12
2.2. Выбор схемы электрической сети промышленного района на основе технико-экономических расчетов	15
2.3. Определение расчетных нагрузок и выбор номинального напряжения сети, оценка числа ступеней трансформации	21
2.4. Выбор конструктивного исполнения, марок и сечений проводов воздушных линий	25
2.5. Выбор числа и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях	28
2.6. Выбор схем электрических соединений на понижающих подстанциях	30
2.7. Выбор рациональной схемы электрической сети на основании технико-экономического сравнения конкурентоспособных вариантов	35
2.8. Краткая характеристика и основные технико-экономические показатели электрической сети	44
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	46
3.1. Общие положения	46
3.2. Схема замещения электрической сети для расчета установившихся режимов	46
3.3. Определение параметров режима разомкнутой электрической сети	48
3.4. Особенности расчета режимов замкнутых электрических сетей	49
3.5. Выбор средств регулирования напряжения	51
3.6. Указания к выполнению расчетов режимов	52
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	54
Приложение А. Справочные данные о компенсирующих устройствах	55
Приложение Б. Справочные данные о ЛЭП	58
Приложение В. Справочные данные о трансформаторах и автотрансформаторах	61

ПРЕДИСЛОВИЕ

Теоретические вопросы проектирования, расчетов и анализа режимов электрических сетей закрепляются, углубляются и обобщаются при комплексном решении вопросов в процессе работы студентов над курсовым проектом «Электрооборудование питающих сетей промышленного района». При выполнении курсового проекта студент приобретает практические навыки самостоятельного решения инженерных задач, развивает творческие способности к исследованию технических задач в области специальности, обучается пользованию технической, справочной литературой и другими справочно-информационными материалами проектирования.

В курсовом проекте разрабатывается электрическая сеть 35–220 кВ, предназначенная для электроснабжения крупного промышленного района, содержащего 5–6 предприятий с общей мощностью 80–100 МВА. Самостоятельная и творческая работа студентов по проектированию указанной районной сети является важным этапом в подготовке специалистов в области промышленной электроэнергетики.

Настоящее учебное пособие позволяет активизировать самостоятельную работу над проектом и организовать ее без излишних потерь времени. Большая часть методических указаний к выполнению проекта посвящена выбору экономически целесообразной схемы районной сети, наиболее сложному для студентов вопросу, требующему определенных инженерных навыков. В методических указаниях даны некоторые рекомендации, обусловленные учебным проектированием, которые могут быть полезны преподавателям-консультантам проекта. Вопросы расчета режимов сети изложены более кратко, так как по расчету режимов сети студенты выполняют работу на практических занятиях.

1. СОДЕРЖАНИЕ И ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1.1. Исходные данные для проектирования районной электрической сети

В курсовом проекте «Проектирование электрической сети промышленного района» разрабатывается электрическая сеть промышленного района с номинальным напряжением 35–220 кВ. Исходные данные на проектирование районной электрической сети содержат необходимые сведения о потребителях и источниках электроэнергии, о районе и плане размещения подстанций потребителей. Район проектируемой электрической сети располагает источниками питания в виде районной электрической станции (ГРЭС) или крупной подстанции энергосистемы напряжением 35–220 кВ, которые способны обеспечить электроэнергией потребителей района с учетом перспективного роста их нагрузок. Потребителями электроэнергии района являются в основном средние по мощности промышленные предприятия (от 10 до 60 МВт). Коммунально-бытовые городские и сельскохозяйственные потребители близлежащих районов являются, как правило, субабонентами (сторонними потребителями электроэнергии) промышленных предприятий.

Взаимное расположение источников питания и пунктов потребления электроэнергии определяется планом района, масштаб которого указывает преподаватель при выдаче задания на курсовое проектирование. Местоположение пункта потребления энергии на плане района соответствует условному центру электрических нагрузок данного промышленного предприятия, следовательно, можно полагать, и местоположению главной понижающей подстанции (ГПП), получающей питание от районной электрической сети 35–220 кВ и распределяющей энергию по территории промышленного объекта на напряжении 10 кВ. Проектируемая электрическая сеть предназначена для осуществления электроснабжения пяти-шести промышленных предприятий.

Для выбора конструктивного исполнения воздушных линий электропередачи (ВЛЭП), оценки условий прохождения трассы, удельных показателей стоимости сооружения ВЛЭП, правильного выбора типов коммутационных аппаратов на понижающих подстанциях и решения ряда других вопросов в исходных данных задания приведены краткие сведения, характеризующие местность сооружения районной электрической сети: район по климатическим признакам (I, II и III) и ее географическое расположение (Европейская часть России, Западная Сибирь, Восточная Сибирь). При необходимости использования справочных данных, характерных для конкретных энергосистем, дополнительные сведения о местоположении проектируемой сети выдаются преподавателем или принимаются автором проекта самостоятельно с учетом задания.

В исходные данные на проектирование электрической сети для каждого пункта потребления включены: наибольшая зимняя нагрузка P_{\max} , МВт; коэффициент реактивной мощности нагрузки $\text{tg}\varphi$ ($\cos\varphi$); номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ распределительной сети промышленного предприятия: 10 кВ; продолжительность использования наибольшей нагрузки T_{\max} , ч/год, коэффициент

ограничения режима потребления мощности $K_{огр}$, в процентах от P_{max} . Все эти сведения приведены в задании в форме таблицы.

Предполагается, что в составе всех потребителей имеется нагрузка I категории по надежности электроснабжения.

Для оценки баланса реактивной мощности в проектируемой электрической сети и выбора мощности компенсирующих устройств на первых этапах проектирования электрической сети в исходных данных указана предельная величина коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{пр}$ (средний номинальный коэффициент мощности генераторов системы $\cos\varphi_{Г}$) [1], которой располагает энергосистема. Для расчета параметров основных нормальных и наиболее тяжелого послеаварийного режимов работы проектируемой электрической сети в задании определены уровни напряжения на шинах источника питания, изменяющиеся от $1,05 \cdot U_{ном}$ до $1,15 \cdot U_{ном}$ в зависимости от режима работы.

В целях уменьшения объема вычислительной работы для учебного проектирования районной электрической сети показатели, характеризующие график нагрузки каждого из потребителей (отношение наименьшей летней активной нагрузки к наибольшей зимней P_{min}/P_{max} , %) условно приняты одинаковыми. Указанные исходные данные, а также стоимость электроэнергии, руб./кВт·ч, в условиях курсового проектирования можно рассматривать как средние показатели в целом по району, используемые для выполнения технико-экономических расчетов по выбору рациональной схемы электрической сети и определения параметров режима наименьшей нагрузки.

1.2. Содержание расчетно-пояснительной записки и графической части курсового проекта

Основным содержанием курсового проекта «Проектирование электрической сети промышленного района» является разработка рациональной схемы электрической сети, определение параметров наиболее характерных режимов ее работы и выбор средств регулирования напряжения.

Для **расчетно-пояснительной записки (РПЗ)** рекомендуется следующая структура по содержанию (объему, %) основного материала курсового проекта.

1. Потребление активной мощности, баланс реактивной мощности и выбор мощности компенсирующих устройств в проектируемой электрической сети (10%).
2. Выбор схемы районной электрической сети на основе технико-экономических расчетов (40%):
 - 2.1. Выбор схемы построения и конфигурации сети с учетом требований надежности электроснабжения потребителей.
 - 2.2. Выбор номинального напряжения сети, оценка числа ступеней трансформации.
 - 2.3. Выбор конструктивного исполнения, марки и сечений проводов ВЛЭП.
 - 2.4. Выбор трансформаторов на понижающих подстанциях.
 - 2.5. Выбор схем электрических соединений понижающих подстанций.

- 2.6. Выбор рациональной схемы проектируемой электрической сети на основании технико-экономического сравнения конкурентоспособных вариантов.
3. Определение параметров установившихся режимов проектируемой электрической сети (25%):
 - 3.1. Определение параметров нормального режима работы сети.
 - 3.2. Определение параметров послеаварийных режимов работы сети.
4. Выбор средств регулирования напряжения в электрической сети в нормальном и послеаварийных режимах (10%).
5. Краткая характеристика и основные технико-экономические показатели районной сети (5%).
6. Тема углубленной проработки вопроса по индивидуальному заданию (10%).

Ориентировочная оценка объема разделов проекта включает оформление РПЗ и графических материалов.

При выполнении пунктов задания по выбору конструктивного исполнения ЛЭП и схем распределительных устройств необходимо привести подробное обоснование этого выбора. При выборе трансформаторов на подстанциях следует обязательно привести не только паспортные параметры, но и данные о производителе.

Графическая часть курсового проекта должна содержать следующие материалы:

Лист 1. Варианты конфигураций схемы районной электрической сети и их технико-экономические показатели, однолинейные принципиальные схемы вариантов проектируемой электрической сети, не прошедших по критерию экономичности.

Лист 2. Полная однолинейная схема предлагаемой электрической сети, схема замещения с указанием потокораспределения в нормальном и послеаварийном режимах работы сети.

Лист 3. Конструктивный чертеж (по индивидуальному заданию).

Индивидуальную тему углубленной проработки выдает преподаватель в процессе работы студента над проектом. Индивидуальная тема по возможности должна быть связана с конкретным проектированием и расчетами режимов сети.

1.3. Требования к оформлению расчетно-пояснительной записки и графической части курсового проекта

РПЗ составляется и оформляется в соответствии с требованиями студентом в процессе разработки отдельных разделов курсового проекта, а также окончательно форматируется после завершения всех расчетов. Для курсового проекта рекомендуется следующая структура оформления материалов РПЗ:

- титульный лист;
- задание на проект;
- содержание;

- введение;
- главы основного текста записки согласно рекомендованной структуре (по содержанию и объему) РПЗ;
- заключение;
- список использованной в процессе работы над проектом литературы;
- приложения.

Требования к оформлению РПЗ приведены далее по тексту:

- РПЗ должна содержать текстовую часть (**не более 50 страниц**), таблицы, графики, рисунки (схемы), выполненные на листах белой бумаги формата А4 (210×297 мм).
- текст РПЗ набирается на компьютере, шрифт – Times New Roman 14, межстрочный интервал – от 1,0 до 1,5, выравнивание – по ширине; отступ – 1,25;
- поля: сверху, снизу – 20 мм, слева – 25 мм, справа – 15 мм;
- каждый новый раздел РПЗ начинается с новой страницы;
- расположение названий разделов – по центру; шрифт – Times New Roman 16 (жирный); междустрочный интервал в заголовке главы – 1,0; интервал после заголовка – 12 п.;
- нумерация разделов выполняется арабскими цифрами;
- нумерация параграфа определяется двумя цифрами: номером раздела и порядковым для данного раздела номером параграфа;
- **в тексте должны содержаться ссылки на все библиографические источники, рисунки, таблицы, формулы и приложения;**
- страницы нумеруются от титульного листа и до последнего, цифра 1 на титульном листе не ставится; нумерация страниц – по центру снизу;
- должна присутствовать расшифровка всех сокращений или аббревиатур;
- **названия рисунков** располагаются под рисунками (шрифт Times New Roman 14, курсив, междустрочный интервал – 1,0); расположение – по центру; отступ до и после – 6 пт; нумерация рисунков – сквозная;
- **названия таблиц** располагаются над таблицами и выравниваются по ширине (шрифт Times New Roman 14, курсив, междустрочный интервал – 1,0); отступ до – 6 пт., после – 6 пт; нумерация таблиц – сквозная; в таблицах – шрифт Times New Roman 10-12, междустрочный интервал – 1,0;
- **основные формулы**, выделенные в строку, должны иметь двойную нумерацию, как и параграфы;
- в тексте РПЗ должны отсутствовать «пустые» и малозаполненные листы (последний лист раздела должен быть заполнен минимум на 75%);
- знаки, символы, математические формулы, текст РПЗ, графическая часть работы должны быть набраны на компьютере, **написание фрагментов РПЗ «от руки» не допускается;**
- оформление библиографических источников в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008 «СИБИД. Библиографическая запись. Заголовок. Общие требования и

правила составления»;

- отсутствие орфографических и синтаксических ошибок;
- отсутствие трудно воспринимаемых по смыслу предложений;
- материалы РПЗ должны быть сброшюрованы и иметь жесткую обложку.

При составлении и оформлении РПЗ следует учитывать приведенные далее рекомендации.

Текстовую часть РПЗ следует излагать кратко, технически грамотно и в строгой логической последовательности так, чтобы четко устанавливалась взаимосвязь и соподчиненность отдельных разделов проекта.

В РПЗ представляют все необходимые расчеты, выполненные с указанием методик и формул на примере одного конкретного расчета и в виде расчетных таблиц — для аналогичных расчетов.

При необходимости повторного использования расчетной формулы, приведенной ранее, в тексте следует дать ссылку на ее номер, например: см. формулу (2.4).

Расчетные таблицы составляются в последовательности методики расчета и содержат исходные данные и результаты расчетов. Если в столбцах таблицы отсутствуют данные, пропуск заполняют знаком тире. При малом объеме цифровой материал может быть дан обычным текстом.

При выборе и обосновании технических решений текст записки следует сопровождать необходимым графическим материалом в виде рисунков (схемы конфигурации сети, схемы замещения элементов сети, схемы электрических соединений подстанций и т.п.).

Материал, вынесенный в графическую часть проекта, является дополнением к записке и должен быть связан с текстом ссылками на чертежи. Все необходимые пояснения к чертежу (или его части) даются в тексте при первой ссылке на данный чертеж. Повторять в тексте записки материал графической части проекта в виде отдельных аналогичных рисунков не рекомендуется.

Технические и стоимостные справочные данные, типовые формулировки и схемные решения, нормативные положения и правила, методики расчета, формулы, зависимости и выражения, приводимые в тексте записки, необходимо сопровождать ссылкой на литературные источники. Литература, используемая студентом при работе над проектом, оформляется в виде списка «Библиографический список», который помещается в конце текста РПЗ. При ссылке на список литературы в тексте в квадратных скобках указывается порядковый номер, под которым в списке числится соответствующий источник материала (например, [2]).

В тексте РПЗ следует соблюдать единство терминологии и применять общепринятые в научно-технической литературе термины. Используемые в тексте буквенные обозначения общетехнических и электрических величин должны соответствовать стандартам. После численного значения размерных величин во всех случаях указываются единицы измерения согласно единицам международной системы (СИ), кратным и дольным от них.

Принятые технические решения по основным вопросам проектирования

должны быть кратко и четко сформулированы и выделены в тексте абзацами.

Каждая глава пояснительной записки должна завершаться общим выводом, выделенным в тексте абзацем. В выводе на основании выполненных расчетов и отдельных принятых решений даются общие рекомендации по конкретному вопросу проектирования, рассмотренному в данной главе.

Требования к оформлению графической части курсового проекта:

- графическая часть курсового проекта должна быть выполнена строго в соответствии с условными графическими обозначениями в электрических схемах и указаниями по оформлению чертежей, принятыми в ЕСКД, на основании действующих стандартов;
- графическая часть выполняется в специализированных программах (КОМПАС, MS Visio и другие САПР);
- графическая часть проекта выполняется на трех листах формата А1 (594x841 мм) каждый (объем графического материала, представленного на чертеже, определяется заданием на проект и содержанием);
- материалы, приводимые в графической части проекта, должны соответствовать изложенному в РПЗ и содержать все необходимые расчетные данные и сведения о параметрах и показателях элементов электрической сети;
- каждый лист чертежей должен быть подписан автором проекта и консультантом до представления проекта к защите.

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА

2.1. Потребление активной мощности, баланс реактивной мощности, выбор компенсирующих устройств в проектируемой сети

При проектировании электрической сети 35–220 кВ промышленного района предполагается, что установленная мощность генераторов системы достаточна для покрытия потребностей в активной мощности района, т.е. баланс активной мощности в системе обеспечен. Потребление активной мощности определяется нагрузками заданных пунктов и потерями активной мощности во всех элементах (линиях и трансформаторах) проектируемой сети для периода наибольших нагрузок. Выдаваемая в сеть активная мощность генераторов энергосистемы приближенно определяется выражением:

$$\sum P_{\Gamma} = 0,95 \sum_{i=1}^n P_{\Pi i} + 0,06 \sum_{i=1}^n P_{\Pi i} ,$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – суммарная активная мощность генераторов электростанций системы, отдаваемая в проектируемую сеть; $P_{\Pi i}$ – наибольшая активная мощность i -го пункта потребления электроэнергии; $i=1,2, \dots, n$, где n – число пунктов в сети;

В правой части выражении баланса активной мощности первое слагаемое – сумма заданных наибольших нагрузок пунктов потребления сети с учетом возможности несовпадения по времени суток наибольших нагрузок отдельных пунктов ($K_{ам} = 0,95$); второе слагаемое – суммарные потери активной мощности в элементах сети, технически обоснованная величина которых приближенно составляет 6% от суммы заданных наибольших нагрузок пунктов потребления.

Баланс реактивной мощности или необходимость в дополнительных источниках для его обеспечения устанавливается при учебном проектировании приближенно до выбора схемы районной сети по результатам технико-экономического расчета на основе приближенной оценки возможных составляющих баланса реактивной мощности. Это объясняется тем, что компенсация части реактивной мощности в пунктах ее потребления может существенно влиять на параметры элементов проектируемой сети и ее технико-экономические показатели, а, следовательно, и на правильность решения по выбору схемы районной сети.

Необходимая реактивная мощность проектируемой сети определяется реактивными нагрузками заданных пунктов потребления электроэнергии и потерями мощности в элементах сети для периода наибольших нагрузок, который в общем случае не совпадает с периодом наибольших активных нагрузок. При курсовом проектировании сети условно принимается совпадение по времени периодов потребления наибольших активных и реактивных нагрузок в заданных пунктах сети. Это допущение отражено в составе исходных данных на проектирование: наибольшая реактивная нагрузка пункта потребления определяется по наибольшей активной нагрузке и заданному значению коэффициента мощности.

Баланс реактивной мощности в проектируемой сети устанавливается уравнением, характерным практически для всех систем

$$\sum Q_{\text{И}} + \sum_{j=1}^m Q_{\text{Л}j} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{КУ}i} = 0,95 \sum_{i=1}^n Q_{\text{П}i} + \sum_{j=1}^m \Delta Q_{\text{Л}j} + \sum_{k=1}^l \Delta Q_{\text{Т}k},$$

где $\sum Q_{\text{И}}$ – располагаемая реактивная мощность источников системы; $Q_{\text{Л}j}$ – реактивная мощность, генерируемая j -м участком сети, $j=1, 2, \dots, m$, где m – число участков в проектируемой сети; $Q_{\text{КУ}i}$ – мощность компенсирующих устройств, необходимых к установке в i -м пункте потребления сети, $i=1, 2, \dots, n$, где n – число пунктов сети; $Q_{\text{П}i}$ – наибольшая реактивная мощность i -го пункта потребления электроэнергии сети, $i=1, 2, \dots, n$; $\Delta Q_{\text{Л}j}$ – потери реактивной мощности в j -м участке сети, $j=1, 2, \dots, m$; $\Delta Q_{\text{Т}k}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах k -й подстанции сети, $k=1, 2, \dots, l$, где l – число подстанций в проектируемой сети (в общем случае число подстанций может отличаться от числа пунктов потребления электроэнергии).

Располагаемая реактивная мощность источников системы определяется заданием.

Реактивная мощность, генерируемая линиями электрической сети, может быть оценена приближенно по следующим удельным показателям одноцепных линий в зависимости от напряжения: 110 кВ – 30 квар/км, 220 кВ – 130 квар/км. Суммарная наибольшая реактивная нагрузка сетевого района определяется с учетом возможности несовпадения по времени суток реактивных нагрузок отдельных пунктов потребления электроэнергии ($K_{\text{рм}} = 0,95$).

Потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях воздушных линий (ВЛ) оцениваются приближенно по величине модуля полной передаваемой по линии мощности $S_{\text{Л}}$ и составляют в зависимости от напряжения: 35 кВ – $(0,01 - 0,02) \cdot S_{\text{Л}}$; 110 кВ – $(0,04 - 0,06) \cdot S_{\text{Л}}$; 220 кВ – $(0,15 - 0,20) \cdot S_{\text{Л}}$.

Как показали исследования, для энергосистем, не имеющих линий 330 кВ и выше, при ориентировочных расчетах допускается принимать, что потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях ВЛЭП и генерация реактивной мощности этими линиями в период наибольших нагрузок взаимно компенсируются. Таким образом, при составлении приближенного баланса реактивной мощности в проектируемой сети составляющими $\sum Q_{\text{Л}}$ и $\sum \Delta Q_{\text{Л}}$ можно пренебречь, так как они взаимно компенсируются.

Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют основную часть потерь реактивной мощности электрической сети. Учитывая, что при передаче от районных электростанций (ГРЭС) или подстанций энергосистемы до шин 10 кВ потребителей электроэнергия может претерпевать одну-две ступени трансформации, следует полагать, что потери реактивной мощности в трансформаторах могут достигать больших величин.

Для двухобмоточных трансформаторов при характерных значениях $U_{\text{к}}$, %, и $I_{\text{х}}$, %, потери реактивной мощности составляют $\Delta Q_{\text{Т}} = (0,105 - 0,11) \cdot S_{\text{ном тр}}$. С учетом того, что в нормальном режиме нагрузка трансформатора не достигает номинальной мощности, потери реактивной мощности оказываются меньшими и

приближенно $\Delta Q_T = 0,07 \cdot S_{\text{ном тр}}$.

При составлении приближенного баланса реактивной мощности до выбора типа и мощности трансформаторов понижающих подстанций проектируемой сети суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах можно определить по выражению:

$$\sum \Delta Q_T \approx 0,07 \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{\Pi i} \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{\Pi i} \right)^2}.$$

Мощность компенсирующих устройств (КУ), необходимых к установке в сети для обеспечения баланса реактивной мощности, определяется по найденным приближенно составляющим баланса:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n Q_{\text{КУ}i} &\approx 0,95 \sum_{i=1}^n Q_{\Pi i} + \sum_{j=1}^m \Delta Q_{\text{Л}j} + \sum_{k=1}^l \Delta Q_{\text{Т}k} - \sum Q_{\text{И}} - \sum_{j=1}^m Q_{\text{Л}j} \approx \\ &\approx 0,95 \sum_{i=1}^n Q_{\Pi i} + \sum_{k=1}^l \Delta Q_{\text{Т}k} - \sum Q_{\text{И}}. \end{aligned}$$

Основным типом КУ на подстанциях 110 кВ районных электрических сетей являются батареи статических конденсаторов (БК), устанавливаемые, как правило, на шинах 10 кВ подстанций районной сети или на более низких ступенях систем электроснабжения потребителей.

При распределении мощности КУ по заданным пунктам потребления электроэнергии предпочтение следует отдать более удаленным от источника питания пунктам и пунктам сети, имеющим большую потребляемую активную мощность при относительно высоком значении коэффициента реактивной мощности нагрузки. Допускается производить расстановку КУ по условию равенства средних значений коэффициентов мощности в узлах сети.

Требуемое значение мощности КУ на каждой подстанции можно определить по выражению:

$$Q_{\text{КУ}i} = (\text{tg} \varphi_{\Pi i} - \text{tg} \varphi_{\Gamma}) \cdot P_{\Pi i} + \Delta Q_{\text{Т}i}.$$

При проектировании заданную нагрузку пункта потребления энергии ($S_{\Pi i} = P_{\Pi i} + jQ_{\Pi i}$) допускается считать распределенной поровну между секциями шин 10 кВ понижающей подстанции, питающей данную нагрузку. Тогда **необходимую мощность КУ следует также распределить поровну между секциями шин 10 кВ.**

На основании необходимой мощности КУ в каждом пункте сети производится выбор числа и мощности серийно выпускаемых промышленностью комплектных конденсаторных установок ([Приложение А](#)).

В результате выбора мощности, типа и места расположения КУ определяются расчетные нагрузки в пунктах потребления, которые используются для **всех последующих расчетов** при проектировании сети:

$$S_{pi} = P_{\Pi i} + j(Q_{\Pi i} - Q_{\text{номКУ}i}).$$

При курсовом проектировании данные об исходных расчетных нагрузках отдельных пунктов потребления с выделением расчетных активных, реактивных и полных нагрузок; о месте установки и величине номинальной мощности КУ; о

полной расчетной нагрузке пунктов потребления после компенсации реактивной мощности следует привести в табличной форме (Табл. 2.1).

Табл. 2.1

Расчетные нагрузки пунктов потребления до и после компенсации реактивной мощности

Расчетные данные	Наименование потребителей электроэнергии по плану района					
	1	2	3	4	5	6
Расчетная активная нагрузка P_{Pi} , МВт						
$\cos\varphi$ / $\operatorname{tg}\varphi$, o.e.						
Расчетная реактивная нагрузка Q_{Pi} , Мвар						
Расчетная полная нагрузка S_{Pi} , МВА						
Мощность компенсирующих устройств $Q_{\text{номКУ}i}$, Мвар						
Расчетная нагрузка после компенсации реактивной мощности $S_{pi} = P_{Pi} + j(Q_{Pi} - Q_{\text{номКУ}i})$, МВА						

2.2. Выбор схемы электрической сети промышленного района на основе технико-экономических расчетов

2.2.1. Общие положения

Выбор схемы электрической сети представляет собой сложную технико-экономическую задачу, которая предполагает комплексное решение следующих основных вопросов проектирования, а именно:

- а) выбор схемы построения сети с учетом требования надежности электроснабжения потребителей электроэнергии;
- б) выбор конфигурации сети;
- в) определение расчетных нагрузок и выбор номинального напряжения отдельных участков сети, оценка числа ступеней трансформации;
- г) выбор конструктивного исполнения, марки и сечений проводов воздушных линий электрической сети;
- д) выбор трансформаторов и схем электрических соединений понижающих подстанций сети;
- е) выбор рациональной схемы электрической сети на основании технико-экономического сравнения конкурентоспособных вариантов сети.

При проектировании электрической сети в качестве исходных данных технического задания, как правило, известны величины электрических нагрузок потребителей, размещение потребителей электроэнергии и источников мощности в плане района проектируемой сети, напряжение распределительной сети в пунктах потребления электроэнергии (10 кВ) и другие сведения о потребителях и источниках энергии.

Очевидно, что при наличии указанных данных на проектирование с

технической стороны задача обеспечения потребителей электроэнергией имеет многовариантное решение. При проектировании электроэнергетических объектов используется метод вариантного сопоставления возможных к исполнению конкурентоспособных технических решений задачи. Для количественной оценки экономичности варианта технического решения проектируемой сети используют стоимостный критерий (см. пункт 2.8 настоящего пособия).

Возможные к исполнению несколько (6–8) вариантов сети составляются на основании анализа исходных данных, из которых для дальнейшего рассмотрения выбираются 3–4 варианта. Каждый из этих трех-четырех конкурентоспособных вариантов исполнения сети технически разрабатывается полностью до определения технико-экономических показателей, по которым и производится сравнение вариантов. Наиболее выгодным вариантом решения задачи является вариант, обеспечивающий наименьшие приведенные или дисконтированные затраты (в зависимости от заданного критерия сравнения), т.е. наибольший экономический эффект. В тех случаях, когда сравниваемые варианты экономически равноценны или близки по результатам технико-экономического расчета (ТЭР), к исполнению следует принять вариант сети, обеспечивающий лучшие качественные и перспективные показатели [2, 4, 5].

2.2.2. Выбор схемы построения сети с учетом требований надежности электроснабжения

Согласно ПУЭ [2] (§ 1.2.19) «электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания».

Проектируемая районная электрическая сеть по условиям задания рассчитана для электроснабжения именно таких потребителей, поэтому для выбора ее конфигураций в первую очередь следует остановиться на следующих конкурентных вариантах:

- разомкнутые резервированные радиальные и магистральные;
- замкнутые резервированные схемы (кольцевые, с двусторонним питанием);
- комбинированные, сочетающие элементы замкнутых и разомкнутых сетей.

Выбор конкретной схемы из числа названных типовых при проектировании сети определяется составом потребителей, требуемой надежностью электроснабжения и взаимным расположением источников питания и пунктов потребления энергии.

Поскольку в настоящее время в разветвленных питающих и распределительных сетях сложно, а зачастую, даже невозможно выделить потребителей отдельных категорий, то при определении аварийной перегрузки трансформаторов следует руководствоваться требованиями Постановления Правительства РФ от 4 мая 2012 г. N 442 «О функционировании розничных рынков

электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» [3].

В графики ограничения режима и временного отключения потребления могут быть включены энергопринимающие устройства потребителей любой категории. При этом ограничение режима потребления электрической энергии не может превышать 25 % прогнозируемого суточного потребления, а ограничение режима потребления мощности – 20 % прогнозируемой диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике мощности потребления энергосистемы на территории субъекта Российской Федерации в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

Для резервирования и исключения из сети поврежденных элементов в послеаварийных режимах, а также для осуществления ремонта оборудования без прекращения электроснабжения потребителей при выборе схемы построения сети, отвечающей требованиям надежности, необходимо предусматривать установку соответствующих коммутационных аппаратов для оперативных отключений и переключений (автоматически или дежурным персоналом).

Таким образом, требуемая надежность работы схемы электрической сети обеспечивается сооружением определенного количества линий сети и установкой определенного числа трансформаторов и коммутационных аппаратов на подстанциях, выбранных на основе анализа состава потребителей по категориям надежности, как в отдельных пунктах сети, так и района в целом.

2.2.3. Выбор конфигурации электрической сети

Конфигурация районной сети представляет собой определенную схему соединений линий сети, зависящую от взаимного расположения источников и потребителей мощности в плане района, а также от соотношения нагрузок пунктов потребления района. Число возможных вариантов сети по конфигурации в значительной степени определяется числом источников питания и количеством пунктов потребления энергии района. При составлении и анализе вариантов конфигурации сети необходимо исходить из основных положений рационального построения схем соединений линий сети.

Питание от электростанции или подстанции энергосистемы к потребителям электроэнергии может быть подведено:

- к одному общему для всего района приемному пункту (узловой распределительной подстанции (УРП));
- к двум или более приемным пунктам района (УРП-1, УРП-2, УРП-*n*, ...), в том числе для непосредственного присоединения к ней понижающих подстанций пунктов потребления района (ПГВ или ГПП).

При выборе конфигурации сети можно считать, что заданное расположение пунктов потребления мощности в плане района соответствует условным центрам электрических нагрузок потребителей, т.е. расположение понижающих подстанций, распределяющих энергию на напряжении 10 кВ по территории пунктов (ГПП, ПГВ) предопределено.

Основные положения рационального построения конфигурации сети заключаются в следующем.

1. Питание потребителей района следует осуществлять по кратчайшим связям (линиям) с использованием по возможности одной трассы для передачи электроэнергии к пунктам сети, расположенным в одном направлении по отношению к ИП, что обеспечивает снижение капиталовложений на 1 км линии K_0 , в целом на питающую и распределительную сеть $K_{п.с}$ и $K_{р.с}$, а также улучшает натуральные показатели сети G (расход цветного металла), ΔP (потери мощности) и ΔW (потери электроэнергии).

2. Передача электроэнергии потребителям должна осуществляться в направлении общего потока мощности от ИП к потребителям района; следует избегать обратных потоков мощности даже на отдельных участках распределительной сети, так как это приводит к повышенным капиталовложениям $K_{р.с}$ и увеличению таких показателей, как G , ΔP и ΔW при замкнутых и разомкнутых схемах сети.

3. Применение замкнутых и сложнзамкнутых схем для питания нескольких пунктов потребления района экономически целесообразно, если:

а) суммарная длина линий замкнутой схемы $l_{\Sigma з}$ значительно меньше суммарной длины линий разомкнутой резервированной схемы $l_{\Sigma р}$ в одноцепном исчислении, что обеспечивает меньшие капиталовложения и расход цветного металла;

б) при объединении в замкнутый контур нескольких пунктов потребления не образуется протяженных мало загруженных участков сети, которые используются практически в послеаварийных режимах, что значительно ухудшает технико-экономические показатели районной сети.

При составлении вариантов конфигурации районной сети необходимую исходную информацию о нагрузках, уровне компенсации реактивной мощности, взаимном расположении пунктов сети и ИП, и т.д. рекомендуется представлять в форме таблиц, удобных для анализа показателей вариантов схем и последующих расчетов (например, [Табл. 2.1](#), [Табл. 2.2](#)).

В [Табл. 2.2](#), представляющей собой цифrogramму, приводятся данные о расстояниях между ИП и пунктами потребления по воздушной прямой – кратчайшей связи, а также данные о протяженности рассматриваемых участков ВЛ с учетом удлинения трассы в K раз по сравнению с воздушной прямой $l_{тр} = l \cdot K$.

Величина поправочного коэффициента K изменяется в пределах от 1,16 до 1,26 в зависимости от условий местности сооружения районных сетей и по опыту проектирования может быть принята равной:

- ОЭС Центра, Средней Волги, Урала – 1,16;
- ОЭС Северо-Запада, Центральной Сибири, Дальнего Востока, Магаданская, Якутская, Камчатская энергосистемы – 1,20;
- ОЭС Юга, Северного Кавказа – 1,26.

Кроме того, поскольку в каждом из вариантов возможно наличие как одноцепных, так и двухцепных ЛЭП, необходимо привести длину двухцепных ЛЭП

к одноцепному исполнению, умножив длину трассы на коэффициент $K_{ц}$, величины которого в зависимости от материала опор, сечения проводов и номинального напряжения варьируются от 1,25 до 1,5, и внести получившееся значение в Табл. 2.4.

Табл. 2.2

Расстояния по воздушной прямой и протяженность трассы до источника питания (ИП) и между пунктами потребления сети

Наименование ИП и пунктов электропотребления по плану района	Расстояние по воздушной прямой l и протяженность трассы $l_{тр} = l \cdot K$ до ИП и между пунктами потребления сети, км						
	ИП (ГРЭС или ПС энергосистемы)	Пункт 1	Пункт 2	Пункт 3	Пункт 4	Пункт 5	Пункт 6
ИП	-						
Пункт 1		-					
Пункт 2			-				
Пункт 3				-			
Пункт 4					-		
Пункт 5						-	
Пункт 6							-

С увеличением числа пунктов потребления энергии резко возрастает число возможных вариантов схемы, поэтому **следует составлять только наиболее целесообразные варианты.**

Пример 1. Для составления вариантов конфигурации сети рассмотрим исходные данные проектируемой сети, представленные на Рис. 2.1.

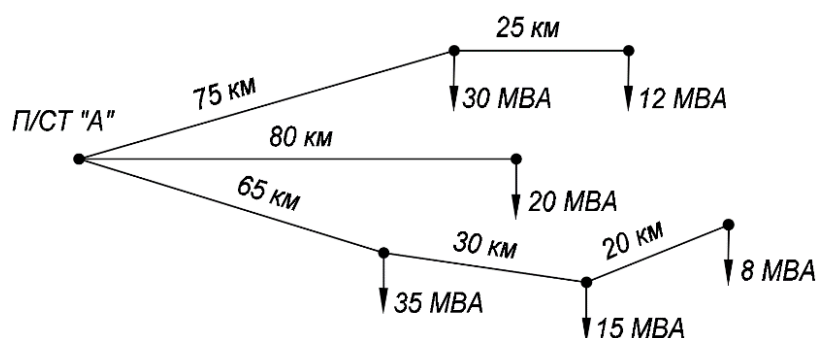


Рис. 2.1. План расположения источника питания и пунктов потребления мощности промышленного района

Источником питания шести пунктов потребления являются сборные шины 110 кВ подстанции «А» энергосистемы; расчетная нагрузка (модуль полной мощности) пунктов потребления изменяется в пределах от 8 до 35 МВА; основные кратчайшие расстояния от ИП к ближайшим потребителям и между потребителями даны на плане района. На основании исходных данных для сети района (Рис. 2.1) составлены восемь вариантов схемы соединений линий сети (Рис. 2.2), сочетающих элементы замкнутых и разомкнутых резервируемых схем, удовлетворяющих

требованиям надежности питания потребителей.

При выполнении курсового проекта рекомендуется внимательно проанализировать варианты схем соединений (конфигураций) районной сети, приведенные на Рис. 2.2, с позиций основных положений рационального построения схем соединений линий сети и попытаться самостоятельно изобразить 5–6 вариантов схемы сети, которые можно предложить для дальнейшего технико-экономического сравнения.

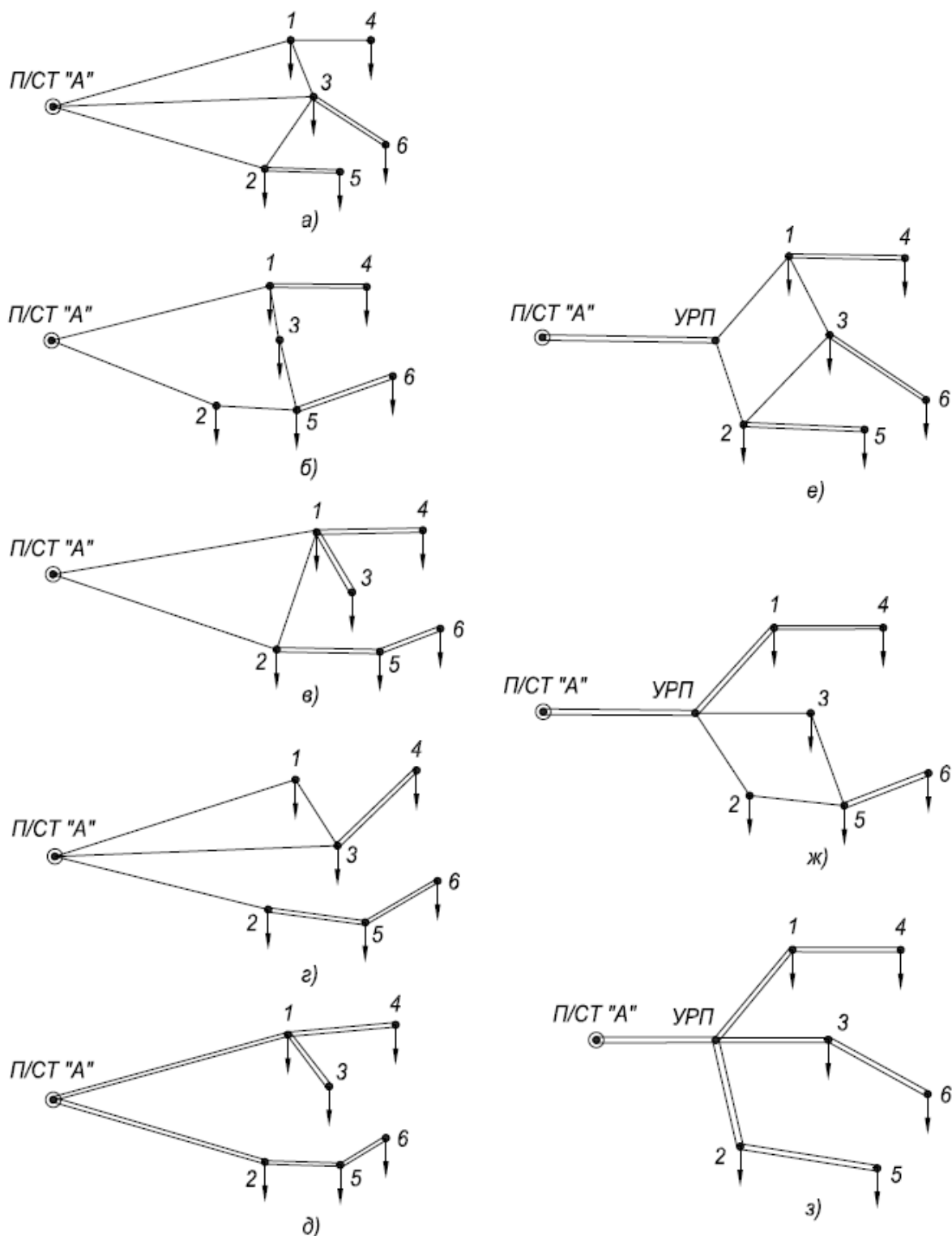


Рис. 2.2. Варианты конфигураций районной сети для питания шести потребителей

2.3. Определение расчетных нагрузок и выбор номинального напряжения сети, оценка числа ступеней трансформации

При проектировании электрической сети решаются вопросы выбора номинального напряжения отдельных участков и системы напряжений для района, оценки числа ступеней трансформации, выбора основного электрооборудования воздушных линий и подстанций сети. Комплексное решение данных вопросов требует определения расчетных нагрузок по отдельным участкам и в узлах сети. Учитывая трудоемкость поставленной задачи, на первом этапе предварительного сравнения и отбора конкурентоспособных вариантов схемы сети допускается расчетные нагрузки определять приближенно.

2.3.1. Определение расчетных нагрузок

Под **расчетной нагрузкой** элемента сети в установившемся режиме понимается полная мощность S режима наибольших нагрузок.

Приближенное определение расчетной нагрузки элемента сети производится при следующих допущениях:

- емкостная проводимость воздушных линий 110 кВ и выше не учитывается;
- распределение потоков активных и реактивных мощностей по участкам сети в режиме наибольших нагрузок вычисляется без учета потерь мощности в элементах сети;
- распределение потоков мощности по участкам простейшей замкнутой сети вычисляется при условиях равенства напряжений вдоль линий участков сети номинальному $U_{\text{ном}}$ и равенства сечений проводов отдельных участков сети.

Исходными данными для расчета потокораспределения при курсовом проектировании являются нагрузки пунктов потребления и напряжение источника питания. Поэтому с учетом принятых допущений расчет потоков мощности в разомкнутых и простейших замкнутых сетях проводится в направлении от пунктов потребления к источнику питания путем последовательного суммирования расчетных нагрузок в узлах сети. При этом в простейших замкнутых сетях (кольцевых, с двусторонним питанием) нагрузки пунктов потребления приводятся к узлам замкнутой сети и затем определяются потоки мощности на головных участках пропорционально длине участков сети и, исходя из условий баланса мощности, потоки мощности на других участках замкнутой схемы.

На основании предварительной оценки расчетных нагрузок производится выбор номинального напряжения отдельных участков, системы напряжений сети в целом и числа ступеней трансформации.

Пример 2. Рассмотрим в общем виде последовательность определения расчетных нагрузок отдельных участков сети и ее узлов на примере конфигурации районной сети ([Рис. 2.2в](#)), с исходными данными о плане размещения пунктов потребления и их нагрузками, представленными на [Рис. 2.1](#). В данном примере наиболее удаленные от источника питания (П/ст «А») потребители (пп. 3, 4, 5 и 6) питаются по радиальным и магистральным (разомкнутым) схемам, а головные участки сети объединены в кольцевую сеть (п/ст «А» — п. 1 — п. 2 — п/ст «А»).

Картина приближенного распределения потоков мощности для режима наибольших нагрузок рассматриваемой сети дана на Рис. 2.3.

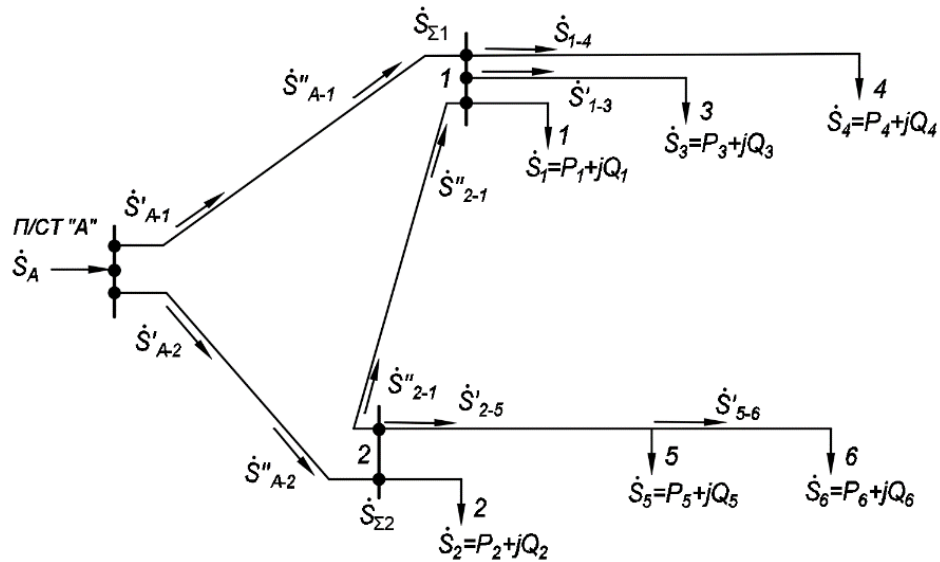


Рис. 2.3. Определение расчетных нагрузок участков и узлов распределительной сети

Исходные данные представлены наибольшими нагрузками пунктов потребления в виде активной и реактивной составляющих:

$$\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1; \dot{S}_2 = P_2 + jQ_2; \dot{S}_3 = P_3 + jQ_3;$$

$$\dot{S}_4 = P_4 + jQ_4; \dot{S}_5 = P_5 + jQ_5; \dot{S}_6 = P_6 + jQ_6.$$

Согласно принятым допущениям, расчетные нагрузки в начале и конце участка сети равны:

$$\dot{S}'_{1-3} \approx \dot{S}_3 \approx P_3 + jQ_3; \dot{S}'_{1-4} \approx \dot{S}_4 \approx P_4 + jQ_4; \dot{S}'_{5-6} \approx \dot{S}_6 \approx P_6 + jQ_6;$$

$$\dot{S}'_{2-5} \approx \dot{S}_{5-6} + \dot{S}_5 \approx P_6 + jQ_6 \approx (P_5 + P_6) + j(Q_5 + Q_6);$$

а расчетная нагрузка узла сети, к которому присоединено несколько потребителей, определяется суммированием нагрузок последних:

$$\dot{S}'_{\Sigma 1} \approx \dot{S}_1 + \dot{S}'_{1-3} + \dot{S}'_{1-4} \approx (P_1 + P_3 + P_4) + j(Q_1 + Q_3 + Q_4);$$

$$\dot{S}'_{\Sigma 2} \approx \dot{S}_2 + \dot{S}'_{2-5} + \dot{S}'_{1-4} \approx (P_2 + P_5 + P_6) + j(Q_2 + Q_5 + Q_6).$$

Тогда для рассматриваемой схемы, если точка потоко раздела – т.1, потоки мощности могут быть вычислены по выражениям:

$$\dot{S}'_{A-2} \approx \dot{S}''_{A-2} \approx \sum_{i=1}^n \dot{S}_i - \dot{S}'_{A-1} \approx \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 - \dot{S}'_{A-1};$$

$$\dot{S}'_{A-1} \approx \dot{S}''_{A-1} \approx \frac{\dot{S}_{\Sigma 1}(l_{A-2} + l_{2-1}) + \dot{S}_{\Sigma 2}l_{A-2}}{l_{A-2} + l_{2-1} + l_{A-1}} \approx \frac{(P_{\Sigma 1} + jQ_{\Sigma 1})(l_{A-2} + l_{2-1}) + (P_{\Sigma 2} + jQ_{\Sigma 2})l_{A-2}}{l_{A-2} + l_{2-1} + l_{A-1}};$$

$$\dot{S}'_{2-1} \approx \dot{S}''_{2-1} \approx \dot{S}'_{A-2} - \dot{S}_{\Sigma 2}.$$

Аналогично могут быть найдены приближенно расчетные нагрузки участков ВЛЭП и узлов распределительной сети любой другой конфигурации, состоящей из разомкнутых и простейших замкнутых схем.

2.3.2. Выбор номинального напряжения и оценка числа ступеней трансформации

Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ, линии электрической сети определяется в основном передаваемой активной мощностью P , МВт, и длиной линии l , км.

Предельная мощность линии электропередачи зависит от величины $U_{\text{ном}}$ (при грубой оценке пропорциональна $U_{\text{ном}}^2$), а стоимость линий и подстанций, сооружаемых на конце линии, увеличивается практически линейно с ростом величины $U_{\text{ном}}$. Удельные приведенные затраты для линий заданной длины уменьшаются с увеличением передаваемой мощности и номинального напряжения. Величины потерь мощности и падения напряжения в линии при заданной ее длине и передаваемой по ней мощности также определяются величиной $U_{\text{ном}}$. Таким образом, номинальное напряжение в значительной степени влияет на технические характеристики режима сети и ее экономические показатели.

Опыт проектирования электрических сетей позволяет рекомендовать для ориентировочной оценки номинального напряжения участка сети использовать данные о наибольших передаваемых мощностях на одну цепь линии и предельных расстояниях передачи, приведенные в Табл. 2.3.

Табл. 2.3

Пропускная способность воздушных линий электропередачи

Номинальное напряжение сети, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Предельное расстояние передачи, км
35	5-10	25-50
110	15-65	30-100
220	100-200	150-250

Номинальное напряжение можно предварительно определить по известным передаваемой мощности P , МВт, и длине линии l , км, по формуле Стилла:

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}.$$

Эта формула приемлема для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей, не превышающих 60 МВт. В случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км, используется формула А. М. Залесского:

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P \cdot (100 + 15\sqrt{l})}.$$

Для предварительного определения номинального напряжения Г. А. Илларионовым предложено следующее выражение:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{500/l + 2500/P}}.$$

Однозначно выбрать напряжение по эмпирическим формулам можно только в том случае, если полученное значение близко к одному из стандартных. Если же полученное по формуле значение находится в середине между стандартными, то следует рассмотреть оба варианта и, если оба технически приемлемы, то выбрать лучший, произведя их технико-экономическое сравнение.

Вместе с тем существует инструмент выбора номинального напряжения,

учитывающий одновременно, как технические, так и экономические характеристики вариантов, включая как линии, так и подстанции.

Для нескольких пар номинальных напряжений получены границы равноэкономичности для определенного сочетания технических и экономических условий, таких как район сооружения, тип применяемых опор, число часов использования максимума, стоимость электроэнергии и электрооборудования и др., приведенные на номограмме, представленной на Рис. 2.4.

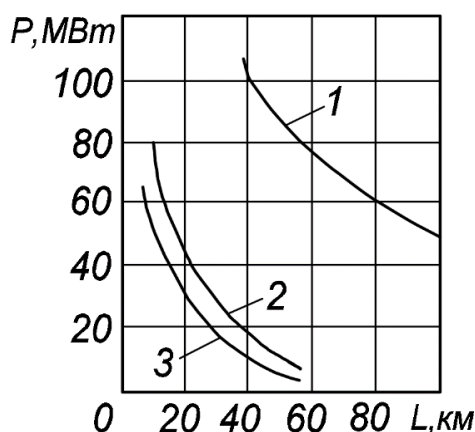


Рис. 2.4. Области применения электрических сетей разных номинальных напряжений – границы равноэкономичности:
1–220 и 500 кВ; 2–110 и 220 кВ; 3–110 и 35 кВ

Для наглядности и удобства проведения анализа рекомендуется определение расчетных нагрузок и номинальных напряжений участков сети для всех вариантов проектируемой сети выполнять в форме расчетной таблицы (Табл. 2.4).

Оценка числа ступеней трансформации производится исходя из количества разных номинальных напряжений, выбранных для варианта проектируемой сети.

Полученные данные, представленные в табличной форме (Табл. 2.4), позволяют уточнить рассматриваемые варианты схемы конфигурации сети, провести анализ основных натуральных показателей вариантов и выявить три-четыре конкурентоспособных варианта схемы для рассмотрения на последующих этапах проектирования сети.

Табл. 2.4

Расчетные нагрузки и номинальные напряжения участков воздушных линий районной сети

Наименование варианта схемы	Наименование участка сети	Протяженность трассы $l_{тр}$, км	Число цепей, шт.	Протяженность ВЛЭП в одноцепном исчислении $l_{тр} \cdot K_{ц}$, км	Расчетная нагрузка, МВА		Номинальное напряжение участка, кВ
					$P+jQ$	S	

На основании этого сравнения выбираются 3–4 варианта, обладающие лучшими натуральными показателями, которые окончательно согласуются с руководителем проекта.

Первая стадия сравнения вариантов схем не должна исключать из последующего рассмотрения все варианты кольцевого типа или, наоборот, радиально-магистрального типа.

2.4. Выбор конструктивного исполнения, марок и сечений проводов воздушных линий

Выбор конструктивного исполнения и марок проводов линий электропередачи электрической сети при проектировании производится на основании данных о расчетных нагрузках отдельных участков, их номинального напряжения и протяженности (Табл. 2.4), а также конкретных условий прокладки в соответствии с планом сооружения сети и намеченными к рассмотрению вариантами конфигурации сети.

Районные электрические сети 110 кВ и выше, как правило, выполняются воздушными линиями, на одностоечных железобетонных или металлических опорах башенного типа в одно- и двухцепном исполнении. Деревянные опоры вновь начинают использоваться в настоящее время благодаря современным технологиям. Опоры пропитываются высокоэффективным медно-хромомышьяковым (ССА) составом. Медь предотвращает поражение грибками, мышьяк используется для защиты от различных микроорганизмов и насекомых вредителей, а хром закрепляет антисептики и внедряет их в структуру дерева. Получается химическая реакция, в ходе которой данные компоненты переходят в нерастворимые соединения, создающие защитный эффект и продлевающие срок службы опор (40–50 лет). При расчетах затрат на линии на деревянных опорах можно пользоваться данными для линий на железобетонных опорах.

В последние годы наметилась тенденция замены железобетонных стоек на более эффективные аналоги, особенно на труднодоступных участках линий и на участках, проходящих в сложных климатических условиях. Прежде всего, это горные районы и болотистая местность Севера и Сибири. Поэтому проявляется интерес к новым типам опор: стальным многогранным, стальным из гнутого профиля и композитным. Имеется положительный опыт эксплуатации опор ВЛ 110–220 кВ, выполненных из армированных полимерных композиционных материалов (ПКМ). Снижение стоимости композитных материалов, а также совершенствование технологии производства и сборки опор при их серийном производстве обеспечат их широкое применение при строительстве ВЛ 110 кВ в самых различных географических и климатических условиях и регионах.

Композитные опоры обладают такими свойствами, как малый вес, простота сборки и установки, высокая механическая прочность, стойкость к воздействию климатических факторов, долговечность и экологичность, удобство транспортировки. Опоры из композита не подвержены коррозии (так как не содержат стальных элементов) и гниению, поэтому не требуется периодически восстанавливать лакокрасочное покрытие опор и их гидроизоляцию, заделывать трещины и т.д. По оценкам экспертов срок службы опор из композитных материалов находится в диапазоне 65–80 лет.

Преимуществами применения опор из композиционных материалов также

являются высокая скорость и небольшая стоимость монтажа, а также сниженные затраты на логистику. Для строительства в сейсмически активных районах наиболее подходят сооружения, обладающие относительно небольшой массой и достаточной жесткостью.

Основным недостатком таких опор является их высокая стоимость (примерно в 6 раз выше, чем деревянных). Исходя из описанных достоинств и недостатков композитных опор оптимальным видится их применение совместно с деревянными опорами. При сооружении трассы линии на основе деревянных опор в районах, где наблюдаются сильные снегопады и гололед, каждая 5–6 опора может быть заменена на композитную, что не приведет к существенному удорожанию проекта и снизит вероятность и размер аварий, вызванных каскадными разрушениями.

Выбор материала опор производится с учетом конкретных экономических и климатических условий района сооружения ВЛ, при этом следует учитывать приведенные ниже рекомендации:

- железобетонные опоры применяют во всех случаях, когда использование стальных (или деревянных) опор экономически неоправданно, а также в районах с повышенной влажностью воздуха при среднегодовых температурах $+5^{\circ}\text{C}$ и выше;
- предпочтительнее применять стальные опоры перед железобетонными при сооружении ВЛ в горной или иной труднодоступной для транспорта местности, а также на ВЛ 35 кВ и выше при расстоянии более 1000 км от заводов ЖБК и железнодорожного пункта, откуда перевозка элементов опор (производится местными транспортными средствами);
- деревянные опоры можно применять для ВЛ, трассы которых прилегают к районам, богатым строевым лесом или со значительными лесопереработками для других нужд народного хозяйства, а также в районах с малой влажностью воздуха и среднегодовой температурой $+5^{\circ}\text{C}$ и выше;
- композитные опоры рекомендуется применять в труднодоступных и отдаленных районах с неразвитой сетью автомобильных дорог, где проезд большегрузного транспорта становится проблематичным и доставка железобетонных или стальных опор сопряжена со значительными трудностями и затратами, а также во всех случаях, когда их стоимость соизмерима с аналогами из других материалов.

При технико-экономическом обосновании рациональной схемы проектируемой электрической сети необходимо определить сечения и выбрать марки проводов ВЛ на отдельных участках для принятых к рассмотрению трех-четырех вариантов исполнения сети по конфигурации. Выбор сечения проводов производится по нормируемым обобщенным показателям. Для воздушных линий до 220 кВ в качестве такого показателя используется экономическая плотность тока. Выбранное по экономической плотности сечение проверяется по условиям допустимого нагрева токами нормального и наиболее тяжелого послеаварийного режима и условиям короны. Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжения воздушные линии 35 кВ и выше не подлежат, так как повышение уровня напряжения при необходимости достигается применением

трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности, что более экономично, чем увеличение сечения проводов. Сечения проводов ВЛ не подлежат также проверке по термической стойкости при токах КЗ.

Для ВЛ значения экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$ принимаются в пределах 1–2,5 А/мм² – в зависимости от материала токопроводящей части провода и числа часов использования максимума нагрузки $T_{\text{нб}}$ в соответствии с данными Табл. 2.5.

Табл. 2.5

Экономическая плотность тока $j_{\text{эк}}$, А/мм ²			
Тип проводника	$T_{\text{нб}}$, ч/год		
	1000-3000	3001-5000	Более 5000
Неизолированные провода:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1

Суммарное расчетное сечение проводов ВЛ $F_{\text{э.расч}}$ определяется для одной цепи по формуле:

$$F_{\text{э.расч}} \geq I_{\text{норм}} / j_{\text{эк}},$$

где $I_{\text{норм}}$ – расчетный ток одной цепи в нормальном режиме максимальных нагрузок; $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока.

Ток $I_{\text{норм}}$ вычисляется приближенно по расчетной полной мощности и номинальному напряжению для каждого из участков ВЛ с учетом допущений.

В общем случае число часов использования наибольшей нагрузки линии, питающей n потребителей, может быть найдено по выражению:

$$T_{\text{max}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot T_{\text{max}i}}{\sum_{i=1}^n P_i},$$

где P_i – наибольшая активная мощность i -го потребителя, $i = 1, 2, \dots, n$; $T_{\text{max}i}$ – продолжительность использования наибольшей нагрузки i -го потребителя, $i = 1, 2, \dots, n$.

Для тупиковой линии, питающей один пункт потребления, продолжительность использования наибольшей нагрузки ВЛ принимается равной числу часов использования наибольшей нагрузки данного потребителя в соответствии с его характерным графиком нагрузки по продолжительности.

Вычисленное по экономической плотности тока сечение $F_{\text{э.расч}}$ провода как правило не соответствует стандартному значению. Для установки на ВЛ должно быть выбрано ближайшее стандартное сечение $F_{\text{эк}}$, которое должно удовлетворять условию допустимого нагрева токами нормального $I_{\text{норм}}$ и наиболее тяжелого послеаварийного режима $I_{\text{п.авар}}$:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{норм}} &\leq I_{\text{доп}} \\ I_{\text{п.авар}} &\leq I_{\text{доп}} \end{aligned} \right\}, \quad (2.1)$$

где $I_{\text{п.авар}}$ – расчетный ток линии в послеаварийном режиме наибольшей нагрузки, принимается для случая наиболее тяжелых аварийных условий проектируемой

линии. Например, при аварийном отключении одной из цепей двухцепной линии или одного из головных участков кольцевой сети по оставшейся в работе цепи (второму головному участку) протекает суммарная нагрузка режима, предшествовавшего аварии; $I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток провода сечением $F_{\text{эк}}$, принимаемый для проводов по справочным данным, которые при необходимости могут быть уточнены с помощью поправочных коэффициентов на температуру окружающей среды по ПУЭ [2].

Если условие (2.1) не выполняется хотя бы для одного из токов $I_{\text{норм}}$ или $I_{\text{п.авар}}$, то следует выбрать сечение провода ВЛ $F_{\text{н}}$ из условия нагрева по наибольшему из указанных токов. Для каждого из участков сети выбирается наибольшее значение сечения ($F_{\text{эк}}$ или $F_{\text{н}}$) и проверяется по условиям короны. К установке в ВЛ принимается наибольшее из выбранных по условиям короны ($F_{\text{кор}}$), экономической плотности ($F_{\text{эк}}$) или нагрева ($F_{\text{н}}$) сечение F .

Задача выбора сечений участков сети по трем-четырем вариантам является весьма трудоемкой, поэтому рекомендуется использовать расчетную таблицу (Табл. 2.6), в которую в процессе расчета сечений проводов заносятся все исходные и результирующие данные. Расчетные токи нормального и послеаварийного режимов наибольших нагрузок для каждого варианта конфигурации сети определяются на основе расчетных нагрузок (Табл. 2.1).

Табл. 2.6

Исходные данные и результаты выбора сечений проводов по условиям экономической плотности, допустимого нагрева и короны (на одну цепь ВЛ)

Наименование варианта, участка сети	$U_{\text{ном}},$ кВ	$F_{\text{э.расч}},$ мм ²	$F_{\text{эк}},$ мм ²	$I_{\text{доп}},$ А	$I_{\text{норм}},$ А	$I_{\text{п.авар}},$ А	$F_{\text{н}},$ мм ²	$F_{\text{кор}},$ мм ²	Принятое к установке $F,$ мм ²	Марка провода

2.5. Выбор числа и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях

В процессе проектирования электрической сети определяются назначение и местоположение понижающих подстанций, выбираются число, мощность и тип трансформаторов, схема электрических соединений подстанций.

Число трансформаторов на подстанциях 35 кВ и выше определяется категориями потребителей по требуемой степени надежности. Как правило, в сетях 35–220 кВ применяются двухтрансформаторные подстанции.

При определении номинальной мощности трансформаторов необходимо в максимальной степени учитывать допустимые систематические и аварийные перегрузки трансформаторов в целях снижения суммарной установленной трансформаторной мощности в электрической сети. При выполнении курсового проекта конкретные суточные графики активных и реактивных нагрузок пунктов потребления не заданы, поэтому оценить допустимые систематические перегрузки в проекте не представляется возможным. Кроме того, в проекте отсутствуют исходные данные о числе и мощности отдельных потребителей, присоединенных к

различным секциям шин со стороны 10 кВ трансформаторов, поэтому можно исходить из равенства расчетных нагрузок потребителей, присоединенных к разным секциям шин РУ 10 кВ.

На однитрансформаторной подстанции номинальная мощность трансформатора $S_{\text{ном}}$ выбирается исходя из максимальной расчетной нагрузки S_p потребителей 10 кВ:

$$S_{\text{ном}} > S_p,$$

при этом следует стремиться максимально загрузить трансформатор сети (до 100%).

На двухтрансформаторной подстанции номинальная мощность трансформаторов выбирается это двум условиям:

- в нормальном режиме (НР) обеспечить питание нагрузки потребителей, присоединенных к трансформатору со стороны низкого напряжения (НН):

$$S_{\text{ном}} \geq S_p / 2, \quad (2.2)$$

- при выходе из строя одного из трансформаторов подстанции (аварийный режим (АР)) оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить питание потребителей подстанции с учетом допустимой перегрузки на 40% сверх номинальной мощности, при этом часть потребителей может быть ограничена в потреблении мощности в соответствии с нормами, указанными в задании:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{(1 - K_{\text{огр}}) S_p}{1,4}. \quad (2.3)$$

Анализ условий (2.2) и (2.3) для выбора номинальной мощности трансформатора на двухтрансформаторной подстанции позволяет отметить следующее: определяющим фактором выбора $S_{\text{ном}}$ является условие послеаварийного режима (2.3).

В учебном проектировании расчетные нагрузки пунктов потребления со стороны 10 кВ должны быть использованы для выбора мощности трансформаторов с учетом расстановки компенсирующих устройств в сетях 10 кВ (см. [Табл. 2.1](#)). Нагрузки со стороны СН и НН узловых подстанций определяются от конца к началу схемы (по каждому варианту).

В курсовом проекте по заданию предусматривается исследование вопроса регулирования напряжения для принятой к исполнению конфигурации сети. Поэтому при выборе трансформаторов понижающих подстанций к установке следует принимать трансформаторы с встроенным регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) или с переключением без возбуждения (ПБВ). Ступени изменения напряжения для трансформаторов и автотрансформаторов с РПН или ПБВ напряжением 110 кВ и выше принимаются согласно ГОСТ 12965-85.

Результаты выбора числа, мощности и марки трансформаторов на понижающих подстанциях для трех-четырех вариантов проектируемой сети рекомендуется представить в виде сводной таблицы ([Табл. 2.7](#)).

Исходные данные и результаты выбора трансформаторов на понижающих подстанциях

Наименование варианта, номер ПС	$S_{р, МВА}$	$K_{огр}$	Нагрузка оставшегося в работе трансформатора в АР с учетом допустимой перегрузки	Тип и количество трансформаторов на ПС	Коэффициент загрузки одного трансформатора в НР

2.6. Выбор схем электрических соединений на понижающих подстанциях

С точки зрения местоположения подстанций в сети и способа присоединения их к сети ВН подстанции выполняются блочными (концевыми или тупиковыми), ответвительными и узловыми (проходными или транзитными). Фрагмент схемы районной электрической сети с подстанциями различных типов представлен на Рис. 2.5.

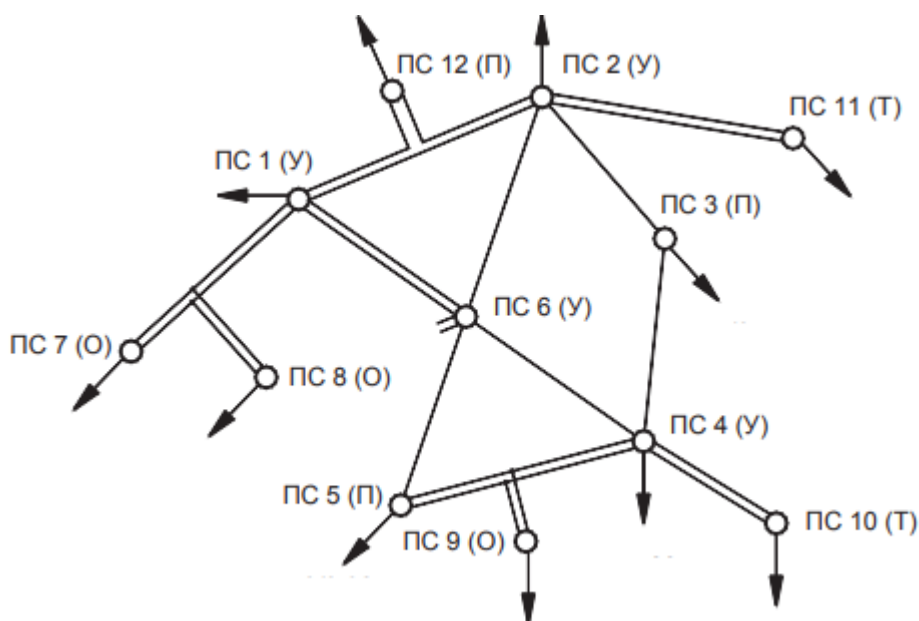


Рис. 2.5. Фрагмент схемы районной электрической сети с подстанциями различных типов: Т – тупиковые, О – ответвительные; П – проходные; У – узловые

Количество линий со стороны ВН подстанций определяет ее схему электрических соединений, а, следовательно, конструктивное исполнение и стоимость подстанции. Схема коммутации подстанции зависит от конфигурации сети, а стремление упростить схему подстанции может привести к необходимости изменения конфигурации сети. Таким образом, при выборе схемы районной электрической сети одновременно с выбором конфигурации сети решаются вопросы выбора схем коммутации подстанций вследствие их взаимосвязанности.

Главные схемы электрических соединений подстанций 35–220 кВ должны отвечать следующим основным требованиям [2, 5 – 8]:

- обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), трансформаторов (Т) и автотрансформаторов (АТ), компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС;

- обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями надежности и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;

- учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;

- обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы;

- обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности;

- схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт, осуществляемый: для РУ напряжением до 220 кВ включительно, как правило, путем временного отключения присоединения (ВЛ или Т), в котором установлен выводимый для ремонта или обслуживания выключатель или другой аппарат, если это допустимо по условиям электроснабжения потребителей и обеспечения транзитных перетоков мощности; если отключение цепи недопустимо – переключением цепи на обходную систему шин или использованием схем с подключением присоединений более чем через один выключатель.

Выбор схемы электрических соединений на стороне высокого напряжения 110 кВ подстанций рекомендуется производить в следующей последовательности, начиная с простейших схем [8]:

- блок «линия-трансформатор» с разъединителем, выключателем;
- два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линии;
- мостики разных видов с выключателями;
- четырехугольники;
- одна рабочая секционированная система шин;
- две рабочие системы шин;
- две рабочие секционированные системы шин.

Не рекомендуется применять схемы подстанций с упрощенными схемами коммутаций (без выключателей или с ограниченным числом выключателей на стороне ВН) в силу их низкой надежности.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций (УРП, ПГВ, ГПП) обосновывается требованиями надежности питания потребителей отдельных пунктов и района в целом, экономичности и гибкости в эксплуатации в зависимости от принятой схемы районной сети (по вариантам).

Если допускается отключение присоединений при отключении выключателя (автоматическом или оперативным персоналом) на длительное время, то применяются схемы:

- при числе присоединений до 4 включительно – упрощенные (блочные, мостиковые) схемы (3Н, 4Н, 5Н, 5АН);
- при числе присоединений 5 и более – схема с одной секционированной выключателем системой шин (9) и схемы с одной системой шин с секционирующими цепочками из 2 или 3 выключателей, с подключением ответственных присоединений в секционирующие цепочки (9Н, 9АН).

Схемы с обходной системой шин – с одной рабочей и обходной системами шин (схемы 12 и 12Н), с двумя рабочими и обходной системами шин (13Н и 14) применяются в РУ 110-220 кВ в следующих случаях:

- когда в РУ имеются присоединения, отключение которых при выводе выключателя из работы (отключении его оперативным персоналом) недопустимо даже кратковременно, а подключение этих присоединений через два выключателя экономически нецелесообразно или технически невозможно;
- когда обходная система шин необходима для организации схемы устройства плавки гололеда, для районов с загрязненной атмосферой и необходимости периодической очистки изоляции, при других обоснования.

При выборе схемы электрических соединений для РУ 35 кВ и 110 – 220 кВ рекомендуется использовать алгоритмы, приведенные на [Рис. 2.6](#) и [Рис. 2.7](#).

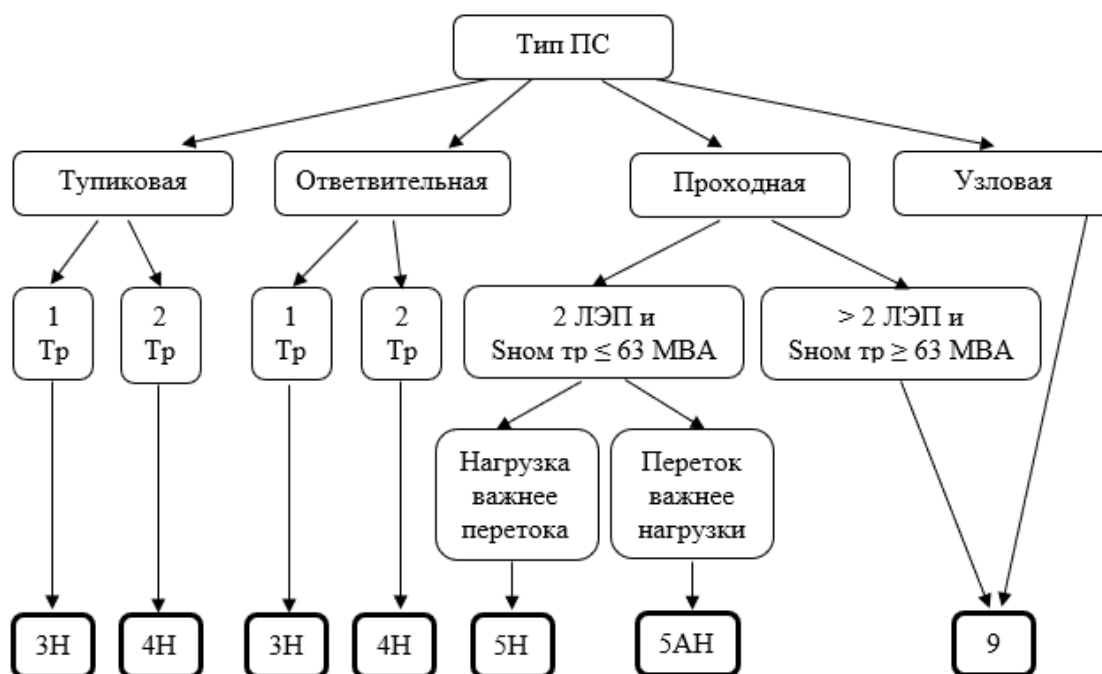


Рис. 2.6. Алгоритм выбора схем РУ 35 кВ

Примечание к рис. 6: в силу того, что применение схем без силовых выключателей строго ограничено, схема «1» не включена в приведенный на [Рис. 2.6](#) алгоритм выбора схем РУ 35 кВ.

Перечень наименований схем электрических соединений РУ 35–220 кВ, использованных в алгоритмах, представленных на [Рис. 2.6](#) и [Рис. 2.7](#), приведен в таблице после рисунков ([Табл. 2.8](#)).

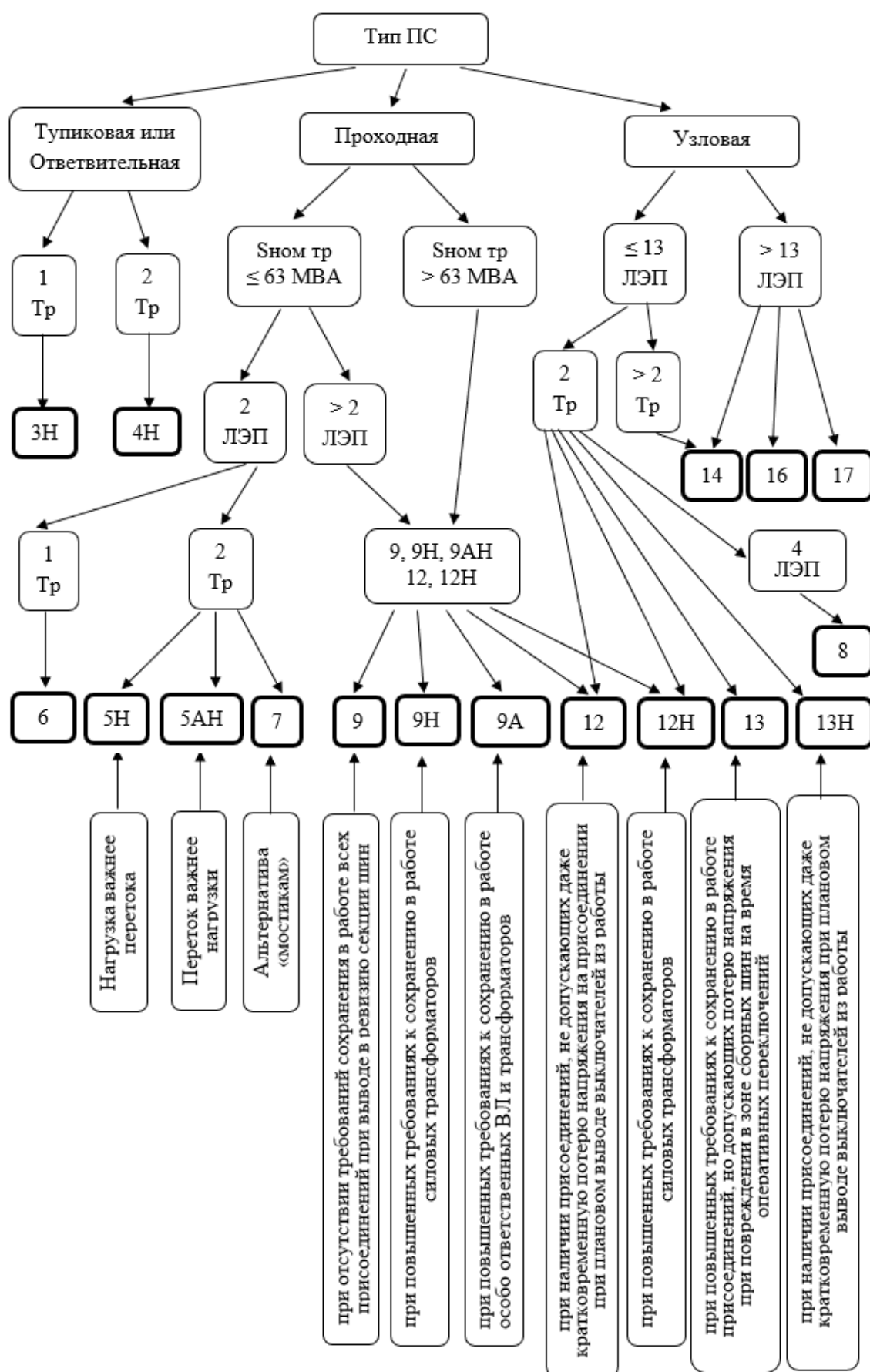


Рис. 2.7. Алгоритм выбора схем РУ 110-220 кВ

Табл. 2.8

Перечень схем электрических соединений РУ 35 – 220 кВ

Обозначение	Наименование схемы
3Н	Блок (линия-трансформатор) с выключателем
4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
6	Заход-выход
6Н	Треугольник
7	Четырехугольник
8	Шестиугольник
9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
9Н	Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с Подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей
9АН	Одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку
12	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
12Н	Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей
13	Две рабочие системы шин
13Н	Две рабочие и обходная системы шин
14	Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями
16	Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий
17	Полуторная схема

Результаты выбора схем электрических соединений понижающих подстанций для трех-четырех вариантов рекомендуется представить в виде таблицы с обязательным обоснованием выбора (Табл. 2.9).

Табл. 2.9

Результаты выбора схем электрических соединений подстанций

Наименование варианта, номер ПС	Наименование схемы РУ	Условное изображение схемы РУ	Количество выключателей в схеме РУ	Обоснование выбора схемы РУ

В результате выбора числа и мощности трансформаторов, а также схем электрических соединений подстанций уточняются рассматриваемые варианты схемы и по каждому из них оцениваются такие показатели, как суммарная установленная трансформаторная мощность в сети, количество коммутационных аппаратов. Данные показатели служат для технико-экономического сравнения вариантов схемы районной сети.

2.7. Выбор рациональной схемы электрической сети на основании технико-экономического сравнения конкурентоспособных вариантов

Для сопоставления разрабатываемых проектных вариантов схемы электрической сети выполняются расчеты сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием, по которому определяют наиболее выгодный вариант, является минимум приведенных или дисконтированных затрат.

Каждый из предварительно выбранных вариантов схемы с некоторыми допущениями разрабатывается полностью, включая определение всех необходимых параметров сети (номинального напряжения, марки и сечения проводов ВЛ, мощности и типа трансформаторов, типа коммутационных аппаратов и т.п.). В результате каждый вариант схемы графически представляется однолинейной принципиальной схемой и полной схемой электрических соединений ВЛ и понижающих подстанций. Например, на Рис. 2.8 представлены принципиальная и полная однолинейные схемы электрических соединений РУ «4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий» подстанции.

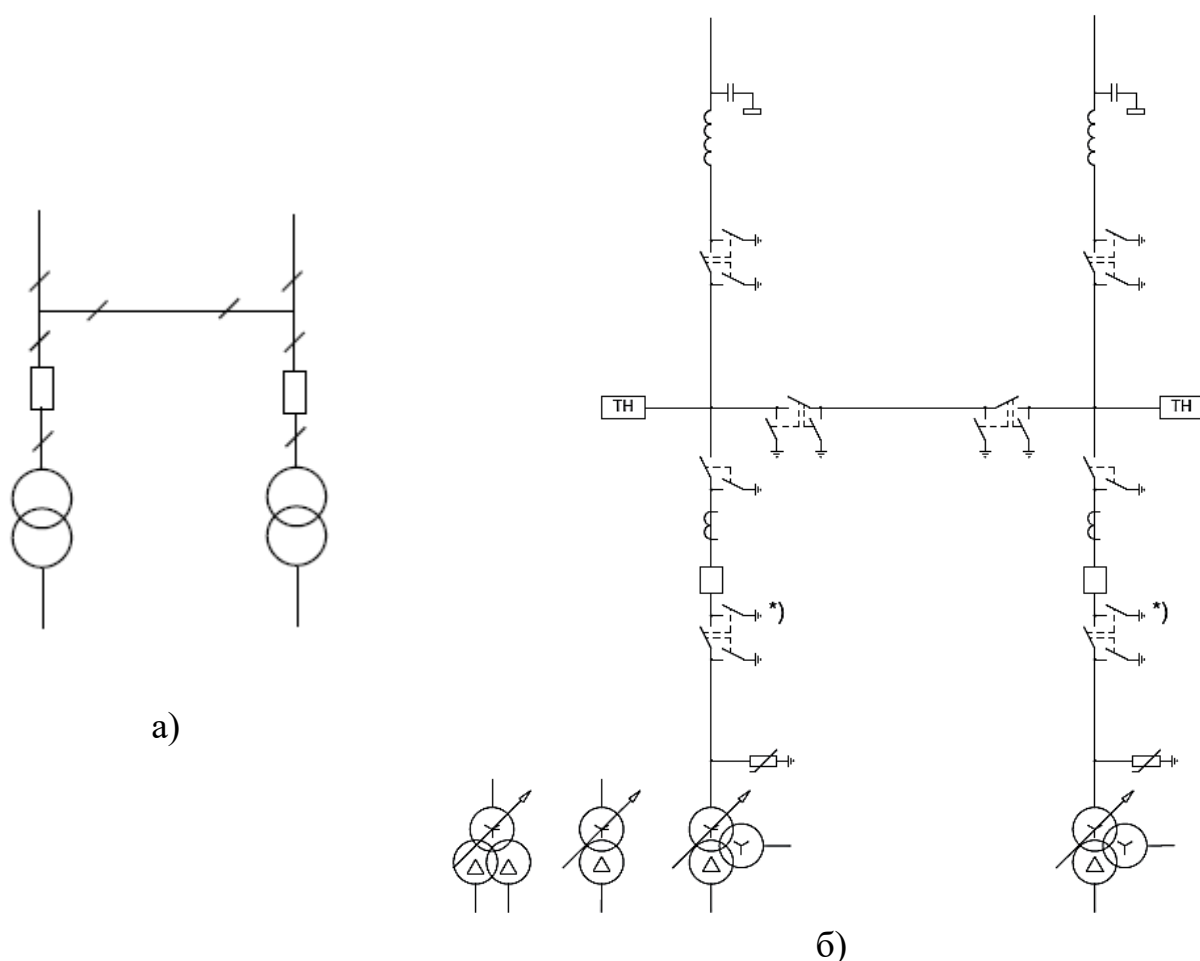


Рис. 2.8. Схема РУ «4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий»: а) принципиальная; б) полная

Для проведения технико-экономических расчетов все сведения о схеме сети (по вариантам) рекомендуется систематизировать и представить:

по узлам схемы:

- номинальная мощность трансформаторов подстанции $S_{\text{ном}}$, МВА (Табл. 2.7);
- номинальные напряжения со стороны ВН, СН и НН трансформаторов и на шинах ИП $U_{\text{ВН}}$, $U_{\text{СН}}$, $U_{\text{НН}}$ и $U_{\text{ИП}}$, кВ;
- расчетные мощности потребителей в режиме наибольших нагрузок с учетом компенсации реактивной мощности ($P+jQ$), МВА (Табл. 2.1);
- наименование (номер) подстанции и ИП;

по ветвям схемы:

- модуль полной мощности S , МВА, найденной согласно приближенной оценке потокораспределения в сети (Табл. 2.4);
- число цепей n , марка и сечение проводов ВЛ F , мм² (Табл. 2.6);
- протяженность трассы l , км, с учетом коэффициента удлинения трассы K (Табл. 2.4).

Сведения о коммутационных аппаратах, устанавливаемых на подстанциях проектируемой сети от шин РУ ИП до шин РУ 10 кВ подстанции потребителей, рекомендуется также представлять первоначально аналогично (Рис. 2.8 б) полной схемой электрических соединений сети. При выполнении ТЭР по данной схеме легко получить сведения не только о типе и количестве коммутационных аппаратов, но и о схемах ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ.

Варианты системы электроснабжения, подлежащие сопоставлению, должны соответствовать требованиям нормативных документов и руководящих указаний по проектированию [2, 5 – 8].

Для выбора оптимального варианта схемы сети (как и других энергетических объектов) в настоящее время можно использовать два критерия: простой срок окупаемости вложений (его производные) и NPV (Net present value) – чистый дисконтированный доход (ЧДД).

На основе выражения для срока окупаемости T

$$T = \frac{K}{I_{\Sigma}} \leq T_{\text{н}},$$

где K – капиталовложения в электрическую сеть;

I_{Σ} – ежегодные издержки на передачу электроэнергии по сети;

$T_{\text{н}}$ – нормативный срок окупаемости капиталовложений, равный 8,33 года,

можно путем несложных преобразований получить условие оптимальности по так называемым приведенным (расчетным) затратам:

$$Z_p = E_{\text{н}}K + I_{\Sigma},$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, принимаемый 0,12.

Таким образом, критерий оптимальности будет отвечать минимуму расчетных затрат

$$Z_p = E_{\text{н}}K + I_{\Sigma} \rightarrow \min.$$

Другой метод оценки экономической эффективности инвестиционного

проекта с учетом фактора времени предполагает приведение расходов и доходов, разнесенных во времени, к базовому моменту времени, например, к дате начала реализации проекта. Процедура приведения разновременных платежей к базовому периоду называется дисконтированием, а получаемая величина – дисконтированной стоимостью.

Чистый дисконтированный доход – это дисконтированная разность между величиной доходов D_t и затрат Z_t в год t в течение расчетного периода T_p . Основным экономическим нормативом при этом является норматив дисконтирования E в долях единицы или процентах в год.

Суммарный ЧДД за расчетный период при приведении к году начала реализации проекта (первому году) равен:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_p} \left[(D_t - Z_t)(1 + E)^{1-t} \right].$$

Проект считается экономически эффективным, если его ЧДД > 0 . При сравнении двух и более вариантов в сопоставимых условиях критерием оптимальности является максимальное значение ЧДД.

При сравнении вариантов, имеющих одинаковый производственный эффект (одинаковый полезный отпуск электроэнергии потребителям), в качестве показателя экономической целесообразности проекта удобнее использовать дисконтированные затраты Z_d .

Дисконтированные затраты за расчетный период при приведении к году начала реализации проекта (первому году) равны:

$$Z_d = \sum_{t=1}^{T_p} \left[Z_t (1 + E)^{1-t} \right] = \sum_{t=1}^{T_p} \left[(K_t + I_t - K_{\text{ликв.}t}) (1 + E)^{1-t} \right],$$

где K_t – капиталовложения в сооружение электрической сети в год t ; I_t – суммарные издержки на передачу электроэнергии по сети без отчислений на амортизацию в год t ; $K_{\text{ликв.}t}$ – ликвидационная (остаточная) стоимость объекта на момент окончания расчетного периода $t = T_p$.

Дисконтированные затраты зависят от значения норматива дисконтирования E и от продолжительности расчетного периода T_p . При выборе *норматива дисконтирования* следует ориентироваться на ставку рефинансирования Центробанка РФ плюс премия за риск. Для электрических сетей напряжением до 220 кВ включительно в качестве T_p рекомендуется рассматривать период в 10 лет, что соответствует практике их перспективного проектирования [9, 10].

Капиталовложения в электрическую сеть состоят из вложений на сооружение воздушных линий сети $K_{\text{Л}}$ и понижающих подстанций $K_{\text{П}}$:

$$K = K_{\text{Л}} + K_{\text{П}}.$$

Капиталовложения на строительство новых объектов при выполнении ТЭР по сопоставлению вариантов и выбору оптимальных схем на первоначальных стадиях проектирования определяются по укрупненным показателям стоимости элементов электрических сетей, которые можно определить по [5] или любому другому справочнику с учетом изменения индекса стоимости [11] или в соответствии с [12].

Суммарные капиталовложения на сооружение воздушных линий

проектируемой сети 110 кВ определяют по выражению:

$$K_{\text{Л}} = K_3 \sum_{j=1}^m K_{0j} l_{\text{тр}j},$$

где K_{0j} – стоимость сооружения 1 км j -го участка сети ($j=1, 2, \dots, m$), принимаемая в зависимости от напряжения ВЛ, числа цепей, сечения сталеалюминиевого провода, материала и конструкции опор, района по гололеду; m – число участков ВЛ сети; $l_{\text{тр}j}$ – протяженность трассы j -го участка сети ($j = 1, 2, \dots, m$), принимаемая по данным расчетной схемы сети; K_3 – укрупненный зональный коэффициент к стоимости сооружения ВЛ, принимаемый в зависимости от исходных данных района проектируемой сети.

При курсовом проектировании исходные данные для расчета капиталовложений на сооружение ВЛ по рассматриваемым трем-четырем вариантам конфигурации сети рекомендуется представлять в виде таблицы (например, Табл. 2.10).

Табл. 2.10

Исходные данные для расчета капиталовложений на сооружение ВЛ по вариантам

Наименование варианта, участка сети	$U_{\text{ном}}$, кВ	Марка и сечение провода	Число цепей	$l_{\text{тр}j}$, км	K_{0j} , тыс.руб/км	$K_{0j} l_{\text{тр}j}$, тыс.руб
Сумма:						

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций проектируемой сети вычисляются по выражению:

$$K_{\text{П}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{Т}i} + \sum_{i=1}^n K_{\text{ОРУ.ВН}i} + \sum_{i=1}^k K_{\text{ОРУ.СН}i} + \sum_{i=1}^n K_{\text{ЗРУ.НН}i} + \sum_{i=1}^n K_{\text{ГВ}} + \sum_{i=1}^n K_{\text{ПОСТ}i}, \quad (2.4)$$

где $K_{\text{Т}i}$ – расчетная стоимость трансформаторов i -й подстанции ($i = 1, 2, \dots, n$), принимаемая в зависимости от номинальной мощности трансформатора, числа обмоток и их номинальных напряжений ($U_{\text{ВН}}$, $U_{\text{СН}}$, $U_{\text{НН}}$), наличия средств регулирования напряжения; $K_{\text{ОРУ.ВН}i}$, $K_{\text{ОРУ.СН}i}$, $K_{\text{ЗРУ.НН}i}$ – укрупненный показатель стоимости ОРУ (ЗРУ) соответственно со стороны ВН, СН, НН трансформаторов i -й подстанции, который принимается в зависимости от напряжения (ВН), схемы ОРУ (ЗРУ), типов и количества выключателей; $K_{\text{ГВ}}$ – суммарная стоимость ячеек головных выключателей, устанавливаемых в ОРУ ИП для питания потребителей проектируемой сети; $K_{\text{ПОСТ}i}$ – постоянная часть затрат i -й подстанции ($i = 1, 2, \dots, n$), принимаемая в зависимости от напряжения и общего количества выключателей; n – число подстанций в проектируемой сети; k – число подстанций, имеющих РУ СН.

Постоянная часть затрат на подстанцию включает стоимость здания общеподстанционного пункта управления, установки постоянного тока, компрессорной, трансформаторного и масляного хозяйства и другие общеподстанционные нужды.

Если при выборе схемы сети одновременно требуется произвести ТЭР по выбору типа и размещению мощности компенсирующих устройств, то в формулу

(2.4) следует ввести дополнительную составляющую, отражающую расчетную стоимость компенсирующих устройств, устанавливаемых на подстанциях сети.

При курсовом проектировании исходные данные для расчета капиталовложений на сооружение ПС по рассматриваемым трем-четырем вариантам конфигурации сети рекомендуется представлять в виде таблицы (например, Табл. 2.11).

Табл. 2.11

Исходные данные для расчета капиталовложений на сооружение ПС по вариантам

Наименование варианта, номер ПС	Тип и мощность тр-ра	$U_{вн},$ кВ	$U_{сн},$ кВ	$U_{нн},$ кВ	$K_{тi},$ тыс.руб	$K_{ор.внi},$ тыс.руб	$K_{ор.снi},$ тыс.руб	$K_{постi},$ тыс.руб
Сумма:								

При выполнении технико-экономического сопоставления вариантов схемы сети из суммарных капиталовложений в подстанций схемы должны быть исключены те составляющие, которые не изменяются при переборе вариантов (например, суммарные капиталовложения в ЗРУ 10 кВ подстанций потребителей, суммарные капиталовложения в трансформаторы тех подстанций, которые одинаковы по всем вариантам). Однако для принятой на основании ТЭР схемы районной сети с целью реальной оценки затрат на сооружение сети необходимо учитывать капиталовложения на все элементы проектируемой сети.

Ежегодные издержки на передачу электроэнергии по сети состоят из суммарных эксплуатационных издержек $I_{экспл}$ и ежегодных издержек на возмещение потерь электроэнергии в элементах сети $I_{пот}$:

$$I_{\Sigma} = I_{экспл} + I_{пот}.$$

Суммарные эксплуатационные издержки включают в себя отчисления от капитальных вложений на амортизацию (реновацию) $I_{ам}$, ремонт $I_{рем}$ и обслуживание $I_{обсл}$ воздушных линий и подстанций:

$$I_{экспл} = I_{ам} + I_{рем} + I_{обсл},$$

причем при технико-экономическом сравнении вариантов по методу дисконтированных затрат издержки на амортизацию в составе суммарных ежегодных издержек на передачу электроэнергии не учитываются [5].

На стадии технико-экономического сравнения вариантов составляющие эксплуатационных издержек определяются как процент отчислений от капиталовложений в соответствующие элементы электрических сетей:

$$I_{ам} = \alpha_{ам} K;$$

$$I_{рем} = \alpha_{рем} K;$$

$$I_{обсл} = \alpha_{обсл} K,$$

где $\alpha_{ам}$, $\alpha_{рем}$, $\alpha_{обсл}$ – соответственно нормы отчислений на амортизацию, ремонты и обслуживание [5, 6]; K – капиталовложения в элемент электрической сети.

Издержки на возмещение потерь электроэнергии определяются по

формуле:

$$И_{\text{пот}} = c(\Delta W' + \Delta W''),$$

где c – стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии; $\Delta W'$ – переменные потери электроэнергии в активном сопротивлении проводов ВЛ и обмоток силовых трансформаторов, зависящие от нагрузки; $\Delta W''$ – постоянные потери электроэнергии в сети (потери холостого хода трансформаторов и на корону ВЛ), не зависящие от нагрузки.

Суммарные переменные и постоянные потери электроэнергии в элементах проектируемой сети вычисляются по выражениям:

$$\Delta W' = \sum_{i=1}^n \Delta W'_{Ti} + \sum_{j=1}^m \Delta W'_{Lj} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{Ti} \tau_i + \sum_{j=1}^m \Delta P_{Lj} \tau_j;$$

$$\Delta W'' = \sum_{i=1}^n \Delta W''_{Ti} + \sum_{j=1}^m \Delta W''_{Lj} = \left(\sum_{i=1}^n \Delta P_{XX.Ti} + \sum_{j=1}^m \Delta P_{Л.КОРj} \right) T,$$

где ΔP_{Ti} , $\Delta W'_{Ti}$ – переменные потери мощности и электроэнергии в трансформаторах i -й подстанции ($i = 1, 2, \dots, n$); ΔP_{Lj} , $\Delta W'_{Lj}$ – переменные потери мощности и электроэнергии в проводах j -го участка сети ($j = 1, 2, \dots, m$); $\Delta P_{XX.Ti}$, $\Delta W''_{Ti}$ – постоянные потери мощности (холостой ход) и электроэнергии в трансформаторах i -й подстанции ($i = 1, 2, \dots, n$); $\Delta P_{Л.КОРj}$, $\Delta W''_{Lj}$ – потери мощности и энергии на корону в линиях электропередач j -го участка сети ($j = 1, 2, \dots, m$); n, m – соответственно число подстанций и участков ВЛ в проектируемой сети; T – число часов присоединения трансформаторов и линий к сети, $T = 8760$ ч; τ_i, τ_j – годовое время максимальных потерь (время потерь) i -го и j -го элементов сети, определяемое по кривым $\tau = f(T_{\text{max}})$ или аналитически.

При определении постоянных и переменных потерь мощности и энергии в элементах проектируемой сети исходные данные и результаты расчета рекомендуется представлять в табличной форме (например, [Табл. 2.12](#), [Табл. 2.13](#)).

Табл. 2.12

Исходные данные и результаты расчета потерь мощности и энергии на подстанциях

Наименование варианта, номер ПС	S_{Hi} , МВА	$S_{ном.тр.и}$, МВА	β_{2i}^2	ΔP_{ki} , МВт	ΔP_{Ti} , МВт	$\Delta P_{XX.Ti}$, МВт	T_{maxi} , ч	τ_i , ч	$\Delta W'_{Ti}$, МВтч	$\Delta W''_{Ti}$, МВтч
Сумма:										

Табл. 2.13

Исходные данные и результаты расчета потерь мощности и энергии в линиях электропередачи

Наименование варианта, участка сети	S_{Hj} , МВА	$U_{номj}$, кВ	Число цепей	Марка и сечение провода	r_{0Lj} , Ом/км	L_{Lj} , км	ΔP_{Lj} , кВт	$\Delta P_{Л.КОРj}$, кВт/км	T_{maxj} , ч	τ_j , ч	$\Delta W'_{Lj}$, МВтч	$\Delta W''_{Lj}$, МВтч

климата США, Европы и южных стран показало, что по предварительным оценкам в Европе потери на корону в 2–4 раза, а в США в 4–8 раз меньше, чем на воздушных линиях ВЛ и СВЛ России. Появление больших потерь на корону приводит к выключению из работы на нагрузку генерирующих мощностей, величина которых равна потерям на корону. Для обеспечения надежного электроснабжения необходимо предусматривать резервы мощности для покрытия максимальных потерь мощности на корону.

Эти резервы могут быть уменьшены за счет снижения потерь на корону. Пренебрегать потерями на корону в линиях 110–220 кВ нелогично и потому, что удельные среднегодовые потери на километр длины, приведенные в таблице (Табл. 2.14), соизмеримы с потерями холостого хода трансформаторов [13].

Табл. 2.14

Потери на корону на проводах ВЛ

Напряжение ВЛ, кВ	Марка и число проводов и фазе	Потери мощности на корону, кВт/км, при погодных условиях				Усредненные годовые потери, кВт/км
		хорошая погода	сухой снег	дождь	изморозь	
1150	8хАС-300/48	12,6	39,0	119,0	294,0	32,0
	8хАС-330/43	9,8	29,5	97,5	262,0	27,0
750	4хАС-600/72	4,6	17,5	65,0	130,0	15,0
	5хАС-240/56	3,9	15,5	55,0	115,0	13,0
500	3хАС-330/43	2,8	11,0	36,0	96,0	9,0
	3хАС-500/64	1,8	6,5	22,0	56,0	5,5
330	2хАС-300/39	1,0	4,5	15,0	44,0	3,8
	2хАС-400/51	0,8	3,3	11,0	33,5	2,9
220	1хАС-300/43	0,25	0,95	2,75	10,5	0,84
110	1хАС-120/19	0,02	0,1	0,3	1,0	0,08

При технико-экономическом сопоставлении вариантов схемы сети из составляющих суммарных ежегодных издержек должны быть исключены те, которые не изменяются при переборе вариантов аналогично изложенному выше для составляющих капитальных вложений. В первую очередь, это относится к составляющим издержек на те элементы сети, для которых при ТЭР не учитываются капиталовложения (например, отчисления на амортизацию и обслуживание); затраты на возмещение потерь электроэнергии в трансформаторах тех подстанций, которые одинаковые во всех вариантах. Однако для **принятой схемы электрической сети необходима реальная оценка ежегодных издержек.**

Ликвидационная стоимость элемента электрической сети на момент окончания расчетного срока представляет собой стоимость демонтируемого оборудования, которое не отработало свой нормативный срок службы (величина, обратная значению нормы отчислений на амортизацию) и пригодно для

использования на других объектах:

$$K_{\text{ликв}} = K(1 - \alpha_{\text{ам}} T_{\text{экспл}}),$$

где K – первоначальные капиталовложения в элемент электрической сети; $T_{\text{экспл}}$ – время эксплуатации элемента электрической сети до окончания расчетного периода.

Если время эксплуатации элемента электрической сети больше нормативного срока службы, то ликвидационная стоимость принимается равной нулю.

Сопоставление вариантов

Проекты развития распределительных электрических сетей обычно реализуются в течение 1–2 лет. В связи с этим можно принять, что суммарные капиталовложения в сооружение электрической сети осуществляются в первый год реализации проекта, а со второго года после начала строительства начинается нормальная эксплуатация сети с проектной нагрузкой. Это означает равенство (в сопоставимых ценах) суммарных ежегодных издержек на передачу энергии по годам эксплуатации. С учетом этих допущений можно получить

$$\begin{aligned} Z_{\text{д}} &= \sum_{t=1}^{T_p} \left[(K_t + I_t - K_{\text{ликв},t})(1+E)^{1-t} \right] = K_{\Sigma} + I_{\Sigma} \sum_{t=2}^{T_p} \left[(1+E)^{1-t} - K_{\text{ликв}}(1+E)^{1-T_p} \right] = \\ &= K_{\Sigma} + \left[(\alpha_{\text{обсл}} + \alpha_{\text{рем}})K_{\Sigma} + I_{\text{пот}} \right] \sum_{t=2}^{T_p} (1+E)^{1-t} - \left[K_{\Sigma}(1 - \alpha_{\text{ам}}(1 - T_p))(1+E)^{1-T_p} \right]. \end{aligned}$$

Или в компактном виде:

$$Z_{\text{д}} = K_{\Sigma} D_p + I_{\text{пот}} D_{\text{д}},$$

где D_p – расчетный множитель, $D_{\text{д}}$ – дисконтирующий множитель:

$$D_{\text{д}} = \sum_{t=2}^{T_p} (1+E)^{1-t};$$

$$D_p = 1 + (\alpha_{\text{обсл}} + \alpha_{\text{рем}}) D_{\text{д}} - (1 - \alpha_{\text{ам}}(1 - T_p))(1+E)^{1-T_p}.$$

В результате технико-экономического расчета из рассмотренных конкурентоспособных вариантов схем электрической сети **выбирается вариант, имеющий минимум расчетных или дисконтированных затрат, в зависимости от заданного критерия сравнения.** Если дисконтированные или расчетные затраты на сооружение сети по двум или более вариантам различаются не более, чем на 5%, то такие варианты являются равно экономичными. В этом случае выбор варианта схемы, предлагаемого как наиболее целесообразный по экономическим и техническим показателям, производится путем сопоставления технических характеристик отдельных вариантов, которые могут рассматриваться в качестве экономического эквивалента.

В первую очередь, к ним следует отнести натуральные показатели: потери мощности и энергии в сети, протяженность трассы и использование оборудования линий по загрузке, количество выключателей в схеме, суммарную установленную мощность трансформаторов, число ступеней трансформации, а также надежность, оперативную гибкость в эксплуатации, перспективность развития и маневренность схемы в условиях роста нагрузок, степень автоматизации, долговечность

сооружения и т.п.

Для наглядности иллюстрации экономических и технических показателей конкурентоспособных вариантов рекомендуется все результаты технико-экономического расчета представить в виде итоговой таблицы с выделением показателей рационального варианта, например по форме [Табл. 2.15](#).

Табл. 2.15

Результаты ТЭР для рассматриваемых конкурентоспособных вариантов

Наименование варианта	Капиталовложения		Издержки				D_p	D_d	Затраты
	Кл	Кп	И _{экспл}			И _{пот}			
			И _{ам}	И _{рем}	И _{обсл}				
.../-	-/...	-/...	...
Сумма:				-	-	...

2.8. Краткая характеристика и основные технико-экономические показатели электрической сети

В краткой характеристике предлагаемой к исполнению схемы районной электрической сети промышленного района оценивают ее технические достоинства по условиям надежности обеспечения потребителей электроэнергией, удобства и гибкости в эксплуатации, перспектив развития схемы в условиях роста электрических нагрузок и появления новых потребителей и т. п.

Технико-экономические показатели характеризуют расходы денежных средств на содержание и эксплуатацию сети, а также экономичность работы предлагаемой сети на основе некоторых технических данных. К технико-экономическим показателям спроектированной сети следует отнести капиталовложения на сооружение линий K_L , подстанций K_P и сети в целом K , ежегодные издержки на эксплуатацию линий I_L , подстанций I_P и сети в целом I , себестоимость передачи электроэнергии по линиям C_L и сети в целом C , удельные капитальные вложения на линии электропередачи сетевого района $K_{уд}$, потери активной мощности и потери электроэнергии в сети в процентах от суммарной активной мощности потребителей и полученной ими за год электроэнергии $\Delta P\%$, $\Delta W\%$, суммарная протяженность трассы воздушных линий в одноцепном исчислении $l_{ВЛ}$, суммарная установленная мощность трансформаторов $S_{ТΣ}$, количество выключателей в схеме n и др.

Капиталовложения и ежегодные издержки на линии и подстанции определяются с учетом всех элементов, входящих в сеть от шин высшего напряжения ИП до шин 10 кВ понижающих подстанций сети. По результатам расчетов потокораспределения в режиме наибольших нагрузок и наиболее тяжелом послеаварийном режиме следует проверить условие баланса реактивной мощности в сети; проверить выбранные сечения проводов ВЛ по условиям нагрева расчетным током нормального и послеаварийного режимов, вычисленным с учетом потерь мощности в элементах сети; определить суммарные (переменные и постоянные) потери активной мощности и потери электроэнергии в линиях, трансформаторах и сети в целом; уточнить ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии в

сети по сравнению с ранее найденными. При определении капиталовложений в ячейки выключателей 10 кВ понижающих подстанций необходимо учитывать выключатели в цепи трансформаторов, секционные и шиносоединительные, выключатели отходящих от шин 10 кВ линий сети. Количество линий, отходящих от шин 10 кВ каждой понижающей подстанции района, определяется в проекте условно по суммарной нагрузке подстанции из расчета, что по одной линии в нормальном режиме сети допускается передавать до 3–4 МВ·А при напряжении 10 кВ.

Себестоимость передачи электроэнергии по линиям $C_{\text{л}}$ и сети в целом C определяется по формулам:

$$C_{\text{л}} = \frac{I_{\text{л}}}{W_{\text{год}}} = \frac{I_{\text{л}}}{P_{\text{max}} T_{\text{max}}} ;$$

$$C = \frac{I}{W_{\text{год}}} = \frac{I}{P_{\text{max}} T_{\text{max}}} .$$

Удельные капитальные вложения вычисляются по выражениям:

- на 1 кВт нагрузки линии:

$$K_{\text{уд}} = \frac{K_{\text{л}}}{P_{\text{max}}} ;$$

- на 1 кВт нагрузки и на 1 км длины L линии:

$$K_{\text{уд}} = \frac{K_{\text{л}}}{P_{\text{max}} L} .$$

По полученным данным о себестоимости передачи энергии и об удельных капитальных вложениях в проектируемую сеть следует дать вывод об экономической целесообразности спроектированной сети. Суммарные потери активной мощности в сети определяют как разность потока активной мощности от ИП и суммы активных нагрузок на шинах 10 кВ всех подстанций потребителей сети.

Технико-экономические показатели сети рекомендуется представлять в форме сводной таблицы, отражающей преимущества предлагаемой к исполнению схемы районной электрической сети 110 кВ.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. Общие положения

Под *установившимися режимами электрической сети системы электроснабжения* понимаются длительные нормальные и послеаварийные режимы, возникающие после затухания электромеханических и электромагнитных переходных процессов в генераторах электрических станций, промышленной электродвигательной нагрузки и в элементах самой электрической сети. Именно в установившихся режимах реализуется основное функциональное назначение электрических сетей: передача, трансформация и распределение электрической энергии.

Электрическая сеть характеризуется параметрами, отражающими паспортные, каталожные и конструктивные данные, схему соединений и пространственное расположение элементов электрической сети.

При расчетах установившегося режима электрическая сеть представляется схемой замещения. Параметры схемы замещения (сопротивления и проводимости ветвей), схема соединений элементов в электрической цепи определяются через параметры электрической сети. Параметры установившегося режима электрической сети отождествляются с параметрами режима электрической цепи схемы замещения.

Целью расчетов установившихся режимов является определение параметров режима и их анализ на соответствие допустимым значениям. Исходными данными для расчетов режима служат параметры электрической сети; активные и реактивные мощности, потребляемые в узлах нагрузок сети; напряжение в питающем узле сети. Расчеты режима электрической сети без использования автоматических вычислительных средств разделяются на ряд характерных этапов:

- 1) определение параметров схемы замещения электрической сети;
- 2) расчет распределения мощностей по элементам сети с приближенным учетом потерь мощности (для замкнутых электрических сетей этот этап можно разбить на части: расчет распределения мощностей в кольцевой сети без учета потерь мощности и с учетом потерь мощности);
- 3) расчет режима напряжений в узлах сети и выбор регулировочных ответвлений трансформаторов.

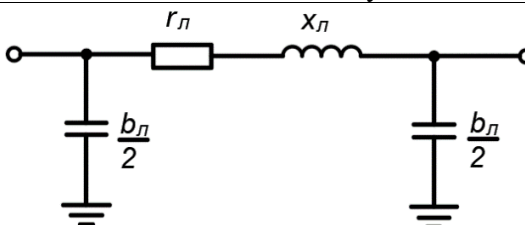
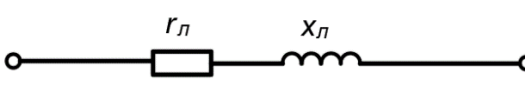
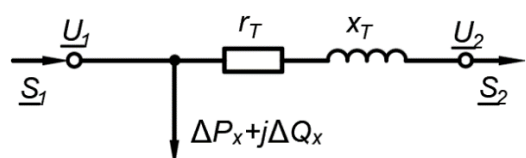
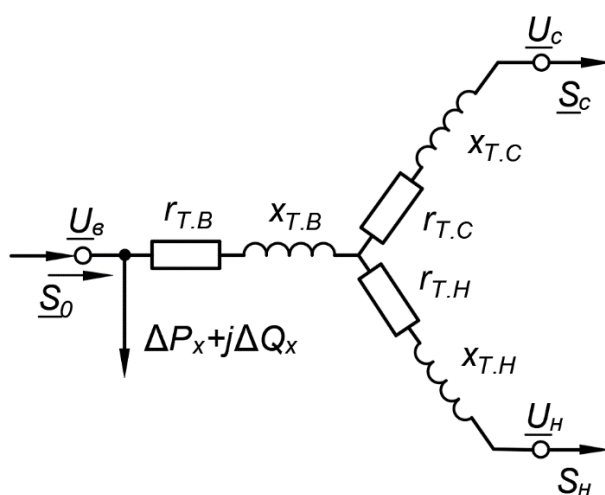
3.2. Схема замещения электрической сети для расчета установившихся режимов

Подготовка схемы замещения электрической сети предполагает выбор схемы замещения каждого элемента и расчет ее параметров (Табл. 3.1); соединение схем замещения отдельных элементов в электрическую цепь в той же последовательности, в которой соединены эти элементы в исходной схеме. При расчетах симметричных установившихся режимов схема замещения составляется на одну фазу трехфазной сети относительно общей нейтрали. В схеме замещения различают продольные ветви, по которым протекают токи нагрузок, и поперечные,

соединенные, с нейтралью схемы. Продольные ветви схемы замещения целесообразно представлять сосредоточенными комплексными сопротивлениями, поперечные – сосредоточенными комплексными проводимостями или соответствующими проводимостям мощностям нагрузки.

Табл. 3.1

Схемы замещения и выражения для определения параметров схем замещения элементов электрической сети

Схема замещения элемента		Выражения для определения параметров схемы замещения
Воздушная линия электропередачи		
110 кВ и выше		$\underline{Z}_L = r_L + jx_L = (r_0 + jx_0)l,$ $\underline{Y}_L = jB = jb_0l,$ <p>где l – длина линии</p> $Q_C = \frac{1}{2}U_{\text{ном}}^2 B$
35 кВ		$\underline{Z}_L = r_L + jx_L = (r_0 + jx_0)l,$ <p>где l – длина линии</p>
Двухобмоточный трансформатор		
		$\underline{Z}_T = r_T + jx_T = \frac{\Delta P_K U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + j \frac{U_K U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}$ $\Delta \underline{S}_X = \Delta P_X + j \Delta Q_X = \Delta P_X + j \frac{I_X S_{\text{ном}}}{100}$
Трехобмоточный трансформатор и автотрансформатор		
		$\underline{Z}_{T.B} = R_{T.B} + jx_{T.B} = \frac{\Delta P_{K1} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + j \frac{U_{K1} U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}$ $\underline{Z}_{T.C} = R_{T.C} + jx_{T.C} = \frac{\Delta P_{K2} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + j \frac{U_{K2} U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}$ $\underline{Z}_{T.H} = R_{T.H} + jx_{T.H} = \frac{\Delta P_{K3} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + j \frac{U_{K3} U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}$ $\left. \begin{aligned} U_{K1} &= 0,5(U_{K.B-C} + U_{K.B-H} - U_{K.C-H}) \\ U_{K2} &= 0,5(U_{K.B-C} + U_{K.C-H} - U_{K.B-H}) \\ U_{K3} &= 0,5(U_{K.B-H} + U_{K.C-H} - U_{K.B-C}) \end{aligned} \right\}$ $\left. \begin{aligned} \Delta P_{K1} &= 0,5(\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.C-H}) \\ \Delta P_{K2} &= 0,5(\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.C-H} - \Delta P_{K.B-H}) \\ \Delta P_{K3} &= 0,5(\Delta P_{K.B-H} + \Delta P_{K.C-H} - \Delta P_{K.B-C}) \end{aligned} \right\}$ $\Delta \underline{S}_X = \Delta P_X + j \Delta Q_X = \Delta P_X + j \frac{I_X S_{\text{ном}}}{100}$

Расчетные значения погонных параметров r_0 , x_0 , b_0 ВЛЭП принимаются по справочным данным проводов в зависимости от номинального напряжения

воздушной линии ([Приложение Б](#)).

Номинальная мощность трансформатора ($S_{\text{ном}}$, МВА), номинальное напряжение основного вывода обмотки высокого напряжения ($U_{\text{ном}}$, кВ), напряжение короткого замыкания (U_k , %) и ток холостого хода (I_x , %) трансформатора, потери активной мощности короткого замыкания (ΔP_k , МВт) и холостого хода (ΔP_x , МВт) принимаются по справочным каталогам с паспортными данными трансформаторов ([Приложение В](#)).

Для трансформаторов и автотрансформаторов, имеющих различные номинальные мощности отдельных обмоток ($S_{\text{ном.в}}, S_{\text{ном.с}}, S_{\text{ном.н}}$), паспортные данные $U_{k.i-j}$, $\Delta P_{k.i-j}$ должны быть приведены к одной мощности, обычно $S_{\text{ном.в}}$.

3.3. Определение параметров режима разомкнутой электрической сети

Расчет режима разомкнутой электрической сети выполняется в два этапа. На первом этапе определяются мощности в начале (S_{ij}^H) и в конце (S_{ij}^K) каждой ij -й ветви схемы замещения путем последовательного перехода по ветвям схемы замещения в направлении от конечных узлов сети к питающему узлу, при условии, что напряжения во всех узловых точках схемы равны среднономинальному $U_{\text{ср.ном}}$ на каждой стадии трансформации, т.е. на 5% выше соответствующего номинального напряжения: $U_{\text{ср.ном}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$.

Расчет мощностей произвольной ij -й ветви схемы замещения сети осуществляется в следующем порядке:

1. Из условия баланса мощностей в j -м узле схемы замещения сети рассчитывается мощность в конце ветви S_{ij}^K . Если j -й узел является конечным, то мощность S_{ij}^K равна мощности нагрузки в этом узле S_j . В противном случае мощность S_{ij}^K находится суммированием мощности нагрузки этого узла S_j , мощностей в начале ветвей схемы, подключенных к нему, и мощности, соответствующей проводимости в j -м узле схемы замещения.

2. Определяются потери мощности в ij -й ветви:

$$\Delta S_{ij} = \frac{(P_{ij}^K)^2 + (Q_{ij}^K)^2}{U_{\text{ср.ном}}^2} (r_{ij} + jx_{ij}).$$

3. Определяется мощность в начале ветви S_{ij}^H :

$$\underline{S}_{ij}^H = \underline{S}_{ij}^K + \Delta \underline{S}_{ij}.$$

В результате расчетов на первом этапе определяется распределение мощностей по элементам электрической сети.

На втором этапе расчетов по найденному распределению мощностей и напряжения в узле питания определяются падения напряжения в ветвях и напряжения в узлах схемы замещения при последовательном переходе от узла к узлу в направлении от узла питания до конечных узлов сети. Падение напряжения в ij -й ветви и напряжения в i -ом узле схемы замещения находится по выражению:

$$\Delta U_{ij} = \Delta U_{ij} + j\delta U_{ij} = \frac{P_{ij}^H r_{ij} + Q_{ij}^H x_{ij}}{U_i} + j \frac{P_{ij}^H x_{ij} + Q_{ij}^H r_{ij}}{U_i};$$

$$U_j = \sqrt{(U_i - \Delta U_{ij})^2 + (\delta U_{ij})^2},$$

где U_i – напряжение в i -м узле схемы, кВ; ΔU_{ij} , δU_{ij} – продольная и поперечная составляющие напряжения в ij -й ветви, кВ.

Влияние поперечной составляющей падения напряжения на напряжения в i -м узле незначительно и в расчетах режима напряжений в электрических сетях с $U_{\text{ном}}$ 110 кВ может не учитываться. При расчетах местных сетей допускается не учитывать потери мощности по участкам сети и принимать во всех узлах схемы напряжение, равное номинальному значению. В результате расчетов на втором этапе определяются напряжения во всех узлах схемы замещения.

3.4. Особенности расчета режимов замкнутых электрических сетей

Расчёт режима кольцевой замкнутой сети следует начинать с приведения нагрузок непосредственно к узлам кольцевой сети. На этом этапе осуществляется расчет распределения мощностей на разомкнутых участках сети, примыкающих к узлам кольца. В результате расчетов определяются мощности нагрузок, приведенные непосредственно к узлам кольцевой сети, в которых учтены также и реактивные мощности, генерируемые участками линий электропередач, примыкающими к данному узлу кольцевой сети. Расчет распределения мощностей по участкам кольцевой замкнутой сети осуществляется в два этапа. На первом этапе производится расчет распределения мощностей в кольцевой сети без учета потерь мощности. В общем случае при n узлах в кольцевой сети мощности головных участков сети находятся по формулам:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \underline{S}_k \underline{Z}_{kn}^*}{\underline{Z}_{1n}^*};$$

$$\underline{S}_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \underline{S}_k \underline{Z}_{1k}^*}{\underline{Z}_{1n}^*},$$

где \underline{Z}_{1n}^* , \underline{Z}_{kn}^* , \underline{Z}_{1k}^* – сопряженные комплексные сопротивления участков кольцевой сети от узла 1 до n , от узла k до узла n , от узла k до узла 1.

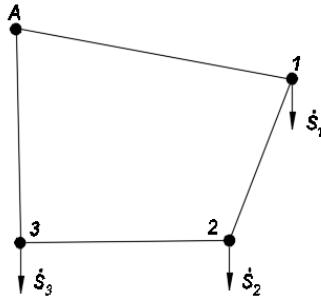
При расчетах перетоков мощностей без использования автоматических вычислительных средств правильность расчетов необходимо проверить по следующему условию: сумма мощностей головных участков должна быть равна сумме мощностей в узлах кольца. Мощности в остальных участках кольцевой сети определяются по балансу мощностей в примыкающих к участку узлах.

В результате расчетов распределения мощностей на первом этапе расчета кольцевой сети может быть найдена точка раздела мощностей, т.е. тот узел кольцевой сети, в который поступает мощность с обеих примыкающих к узлу участков. На втором этапе расчета режима кольцевая сеть «разрезается» в точке раздела мощностей. При несовпадении точек раздела активных и реактивных мощностей «разрезание» сети производится в точке раздела активной мощности. Мощности нагрузок в узле «разрезания» сети принимаются равными

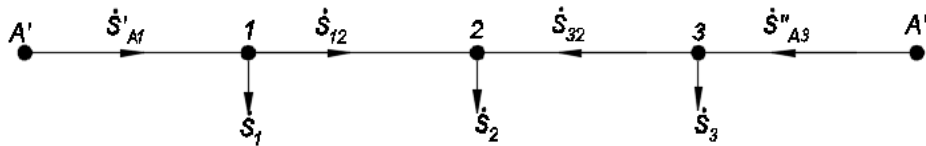
соответствующим мощностям примыкающих к узлу участков сети, найденных на первом этапе расчета.

Расчет распределения мощностей по участкам кольцевой сети с учетом потерь мощности осуществляется для каждой из «разрезанных» частей кольцевой сети так же, как и для разомкнутых сетей.

Алгоритм расчета режима кольцевых электрических сетей на примере кольцевой сети представлен на Рис. 3.1.



1-й этап. Кольцевая сеть размыкается в точке А. Расчет перетоков мощности осуществляется без учета потерь мощности.



$$\underline{S}_{A'1} = \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_{1A''}^* + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2A''}^* + \underline{S}_3 \underline{Z}_{3A''}^*}{\underline{Z}_{A'A''}^*};$$

$$\underline{S}_{A''3} = \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_{1A'}^* + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2A'}^* + \underline{S}_3 \underline{Z}_{3A'}^*}{\underline{Z}_{A'A''}^*}$$

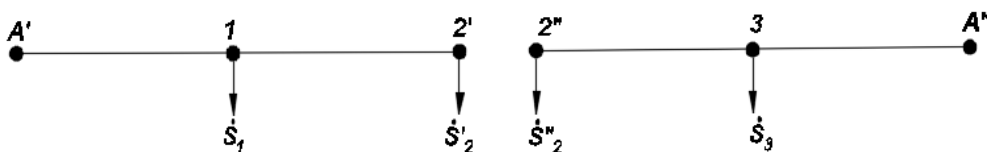
$$\text{Проверка: } \underline{S}_{A'1} + \underline{S}_{A''3} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A'1} - \underline{S}_1$$

$$\underline{S}_{32} = \underline{S}_{A''3} - \underline{S}_3$$

$\underline{S}_{12}, \underline{S}_{32} > 0$, точка 2 – точка потококораздела активной и реактивной мощности.

2-й этап. Кольцевая сеть «разрезается» в точке потококораздела. Расчет распределения мощностей с учетом потерь мощности осуществляется для каждой из частей как для разомкнутых сетей.



$$\underline{S}_2' = \underline{S}_{12}$$

$$\underline{S}_2'' = \underline{S}_{32}$$

Рис. 3.1. Алгоритм расчета кольцевых сетей

3.5. Выбор средств регулирования напряжения

Регулирование напряжения в районной электрической сети осуществляется на источниках питания и на приемных понижающих подстанциях. Пределы регулирования напряжения на источниках питания указываются в задании на проект и не являются предметом для расчетов. В курсовом проекте используется возможность регулирования напряжения на понижающих подстанциях. В качестве основного средства регулирования напряжения принимаются трансформаторы с регулированием рабочих ответвлений под нагрузкой (с РПН), для которых в справочных данных приводятся сведения о ступенях регулирования.

Основной задачей регулирования напряжения в электрической сети является обеспечение во всех режимах ее работы допустимых по ГОСТ 32144-2013 уровней отклонения напряжения на зажимах потребителей, электроэнергии, подключенных к распределительным сетям. Применительно к районным питающим электрическим сетям задача регулирования напряжения сформулирована в ПУЭ: обеспечить на шинах 10 кВ районных подстанций встречное регулирование напряжения, в соответствии с которым в режиме максимальных нагрузок напряжение на шинах не должно опускаться ниже, чем на 105% от номинального, в режиме минимальных нагрузок не должно подниматься выше, чем 105% от номинального, в послеаварийном режиме допускается дополнительное снижение напряжения на 5%.

Термин «встречное» регулирование напряжения отражает условие обеспечения уровней вторичного напряжения пропорционально величинам нагрузок каждого режима электрической сети: максимальные значения напряжения соответствуют режиму максимальных нагрузок, а минимальные значения напряжения — режиму минимальных нагрузок. Потери напряжения в электрических сетях пропорциональны электрическим нагрузкам. В связи с этим при встречном регулировании напряжения обеспечивается оптимальная компенсация потерь напряжения в сети и тем самым достаточно узкий диапазон изменения напряжения в распределительных сетях. Встречное регулирование напряжения, как правило, может быть осуществлено лишь при установке на подстанциях района трансформаторов с РПН и автоматическим регулированием напряжения.

В курсовом проекте необходимо выполнить следующее: выбрать регулировочные ответвления трансформаторов всех понижающих подстанций проектируемой сети в режимах максимальных и минимальных нагрузок и наиболее тяжелом послеаварийном; проверить достаточность стандартного диапазона регулировочных ответвлений трансформаторов для обеспечения встречного регулирования напряжения; проверить возможность установки на отдельных подстанциях трансформаторов без РПН.

Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов с учетом требований ПУЭ осуществляется путем решения системы неравенств:

- для режима максимальных нагрузок:

$$1,05U_{\text{ном}} \leq \frac{U_{\text{max}}U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}\left(1+\frac{\alpha\%n_{\text{max}}}{100}\right)} \leq 1,1U_{\text{ном}}; \quad 3.1$$

- для режима минимальных нагрузок:

$$U_{\text{ном}} \leq \frac{U_{\text{min}}U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}\left(1+\frac{\alpha\%n_{\text{min}}}{100}\right)} \leq 1,05U_{\text{ном}}; \quad 3.2$$

- для наиболее тяжелого послеаварийного режима:

$$0,95U_{\text{ном}} \leq \frac{U_{\text{п.ав}}U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}\left(1+\frac{\alpha\%n_{\text{п.ав}}}{100}\right)} \leq U_{\text{ном}}, \quad 3.3$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, к которой, подключена вторичная обмотка трансформатора подстанции; $U_{\text{ВН}}$, $U_{\text{НН}}$ – номинальные напряжения обмоток трансформатора на стороне ВН и НН; U_{max} , U_{min} , $U_{\text{п.ав}}$ – напряжения на шинах НН трансформаторов, приведенные к стороне ВН для режимов максимальных и минимальных нагрузок и послеаварийного режима сети; α – шаг изменения напряжения на обмотке высокого напряжения трансформаторов при переключении на соседнее регулировочное ответвление; n_{max} , n_{min} , $n_{\text{п.ав}}$ – номер искомого регулировочного ответвления трансформатора в режимах максимальной и минимальной нагрузок и в послеаварийном режиме.

Так как в неравенствах (3.1) — (3.3) неизвестным является только номер регулировочного ответвления, то решение неравенств определяет допустимый диапазон изменений регулировочных ответвлений, а именно:

$$\left. \begin{aligned} n_{\text{max}1} &\leq n_{\text{max}} \leq n_{\text{max}2} \\ n_{\text{min}1} &\leq n_{\text{min}} \leq n_{\text{min}2} \\ n_{\text{п.ав}1} &\leq n_{\text{п.ав}} \leq n_{\text{п.ав}2} \end{aligned} \right\} \quad 3.4$$

Если в диапазоне допустимых изменений номеров ответвлений, определяемых неравенствами (3.4), существует номер регулировочного ответвления, который удовлетворяет одновременно всем условиям, то следует выбирать на подстанции трансформаторы без РПН. В противном случае следует использовать трансформаторы с РПН, а по неравенствам (3.4) проверять, достаточен ли стандартный диапазон регулировочных ответвлений выбранного типа трансформаторов для обеспечения встречного регулировочного напряжения.

Далее из неравенств (3.4) следует выбрать положения регулировочных ответвлений и определить напряжение со стороны низкого напряжения трансформаторов во всех рассмотренных режимах сети для каждой подстанции.

3.6. Указания к выполнению расчетов режимов

В обязательную часть задания на курсовой проект входят:

- 1) расчет режима максимальных нагрузок, выбранного варианта электрической сети промышленного района;

2) расчет одного послеаварийного режима для случая, когда на головном участке сети отключена одна из цепей ЛЭП;

3) выбор регулировочных ответвлений трансформаторов для этих двух режимов электрической сети.

В качестве дополнительного специального вопроса, разрабатываемого в курсовом проекте, может быть предложен расчет режима минимальных нагрузок и расчет послеаварийных режимов электрической сети.

Расчеты режима электрической сети могут проводиться и без использования автоматических вычислительных средств, и на компьютере, что зависит от выбора самих студентов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Предельные значения коэффициента реактивной мощности // Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» // <https://base.garant.ru/71146780/>
2. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.
3. Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» // <https://base.garant.ru/70183216/#text>
4. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат. - 1989.
5. Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
6. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (СТО 56947007- 29.240.10.248-2017). Утверждены приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 25.08.2017. № 343 // https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017.pdf
7. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ (СТО 56947007- 29.240.55.192-2014). Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.11.2014. № 525 // https://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.240.55.192-2014.pdf
8. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения (СТО 56947007-29.240.30.010-2008) Утвержден и введен в действие: приказом ОАО «ФСК ЕЭС от 20.12.2007 № 441 // https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf
9. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. / В. В. Коссов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров и др. – М.: Экономика, 2000.
10. Методы расчета ставки дисконтирования. Электронный ресурс: <http://finzz.ru/stavka-diskontirovaniya.html>
11. Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 24 февраля 2022 г. N 7009-ИФ/09 О рекомендуемой величине индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2022 г. // <https://base.garant.ru/403568326/>
12. Приказ Министерства энергетики РФ от 17 января 2019 г. № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» // <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72069240/>
13. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» // <https://base.garant.ru/195516/>

Приложение А. Справочные данные о компенсирующих устройствах

Основные типы установок УКРМ 6-10 кВ

- Нерегулируемые

Состоит только из фиксированных ступеней. Принцип действия: включение и отключение разъединителя производится в ручном режиме (при отсутствии нагрузочного тока). Марки производимых установок: КРМ, КРМ1, УКЛ, УКЛ56, УКЛ57.

- Регулируемые

Состоит только из регулируемых ступеней. Принцип действия: коммутация осуществляется автоматически, включением и отключением ступеней. При этом мощность и момент включения автоматически определяются электронным блоком. Регулируя, повышая значение коэффициента $\cos(\varphi)$, высоковольтные конденсаторные установки автоматически компенсируют реактивную мощность нагрузки в электрических сетях трехфазного переменного тока напряжением 6,3–10,5 кВ. Марки: КРМ, УКРМ 6, УКРМ 6,3, УКРМ 10, УКРЛ, УКРЛ56, УКРЛ57.

- Полуавтоматические

Для того, чтобы удешевить установки компенсации реактивной мощности УКРМ 10 кВ и 6 кВ, сохранив при этом высокий уровень их качества, были разработаны полуавтоматические компенсаторы реактивной мощности – гибрид неавтоматических и автоматических установок УКРМ. В их составе имеются как регулируемые ступени, так и фиксированные. Такие устройства получили широкое распространение ввиду того, что практически всегда некоторая часть нагрузки в высоковольтной сети присутствует постоянно, в круглосуточном режиме. Для этой «фиксированной» части нагрузки и подбираются соответствующие ёмкости конденсаторных батарей, размещаемых в нерегулируемых ячейках конденсаторных установок. Такие ступени в 2–3 раза дешевле по сравнению с автоматическими ступенями аналогичной мощности, что в свою очередь благоприятно сказывается на стоимости устройства компенсации реактивной мощности УКРМ в целом.

- Фильтровые

Любые вышеперечисленные высоковольтные установки (нерегулируемые, регулируемые, полуавтоматические) при необходимости исполняются с защитными дросселями от гармонических искажений.

В табл. А приведены технические характеристики основных высоковольтных УКРМ.

Технические характеристики основных высоковольтных УКРМ

Наименование	Мощность, квар	Шаги регуливовки, квар		Габариты ДхВхГ, мм	Ток, А (при $U = 6,3$ кВ)	Ток, А (при $U = 10,5$ кВ)	Масса, кг
		Фикс.	Рег.				
УКРМ-6,3 (10,5)-150-50 (100р+50р)	150	1х100	1х50	2394 x 1800 x 770	13,75	8,25	480
УКРМ-6,3 (10,5)-300-150 (150ф+150р)	300	1х150	1х150	2394 x 1800 x 770	27,49	16,50	530
УКРМ-6,3 (10,5)-450-150 (300ф+150р)	450	1х300	1х150	2394 x 1800 x 770	41,24	24,74	550
УКРМ-6,3 (10,5)-600-300 (300ф+300р)	600	1х300	1х300	2394 x 1800 x 770	54,99	32,99	600
УКРМ-10,5 (6,3)-900-450 (450ф+450р)	900	1х450	1х450	2394 x 1800 x 770	82,48	49,49	600
УКРМ-6,3 (10,5)-1350- 450 (450ф+2х450р)	1350	1х450	2х450	3344 x 1800 x 770	123,72	74,23	910
УКРМ-6,3 (10,5)-2250- 450 (3х450ф+2х450р)	2250	3х450	2х450	4294 x 1800 x 770	206,20	123,72	1375
УКРМ-6,3 (10,5)-3150- 450 (3х450ф+4х450р)	3150	3х450	4х450	6194 x 1800 x 770	288,68	173,21	1850
УКРМ-6,3 (10,5)-4050- 450 (2х450ф+7х450р)	4050	2х450	7х450	8444 x 1800 x 770	371,15	222,89	2650
УКРМ-6,3 (10,5)-5400- 450 (3х450ф+9х450р)	5400	3х450	9х450	10944 x 1800 x 770	494,87	296,92	2950
УКРМ-6,3 (10,5)-6000- 600 (4х600ф+6х600р)	6000	4х600	6х600	8444 x 1800 x 770	549,86	329,91	3000
УКРМ-6,3 (10,5)-7200- 450 (8х450ф+8х450р)	7200	8х450	8х450	12244 x 1800 x 770	659,83	395,90	4125

Основные производители компенсирующих устройств

- ООО «Компания «ХОМОВ ЭЛЕКТРО», г. Москва
(<https://khomovelectro.ru/catalog/filtry-garmonik/>)
- ООО ПК "СлавЭнерго" г. Ярославль
(https://slavenergo.ru/silovie_filter)
- ООО «ЭНЕРГОЗАПАД» (Концерн «АЛТЕР-ГРУПП»)
(<http://energozapad.ru/filtrov> ; <http://energozapad.ru/fku?page=2>)
- ТОО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод», Республика Казахстан,
(<https://www.ukkz.com/ru/catalog/silovye-filtry-vysshikh-garmonik.html>)
- АО «Электроинтер» Конденсаторный завод, МО, г. Серпухов
(<https://electrointer.ru/kondensatornye-ustanovki/fku/>)
- ООО НПЦ «Энерком-сервис», г. Москва
(http://www.enercomserv.ru/?issue_id=16)
- ООО «Серпуховский конденсаторный завод «КВАР»
(<http://kvar.su/katalog/filtry-silovye-vysshih-garmonik-i-filtrokompensiruyushhie-ustrojstva-fku/>)
- ООО "КПМ" (Завод), г. Санкт-Петербург
(http://old.complectprom.ru/produkcija/krm_main/fkyadd/)
- ООО НПЦ «ТЭСС», г. Новосибирск
(<https://tess54.com/ustrojstva-kompensatsii-reaktivnoy-moshhnosti/filtrokompensiruyushhie-ustrojstva-fku/>)
- ООО «Мегавар»
(<https://megavarm.ru/products/filtrokompensiruyushchie-ustrojstva-ustanovki-fku/>)
- ООО «Миркон»
(<https://www.mircond.com/spec-ustroistva/>)

Приложение Б. Справочные данные о ЛЭП

Табл. Б1

Допустимый длительный ток для неизолированных проводов [2]

Сечение (алюминий/ Сталь), мм ²	АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
	Вне помещения	Внутри помещения	Вне помещения		Внутри помещения	
10/1,8	84	53	95	—	60	—
16/2,7	111	79	133	105	120	75
25/4,2	142	109	183	136	137	106
35/6,2	175	135	223	170	173	130
50/8	210	165	275	215	219	165
70/11	265	210	337	265	268	210
95/16	330	260	422	320	341	255
120/19	390	313	485	375	395	300
120/27	375	—	—	—	—	—
150/19	450	365	570	440	465	355
150/24	450	365	—	—	—	—
150/34	450	—	—	—	—	—
185/24	520	430	650	500	540	410
185/29	510	425	—	—	—	—
185/43	515	—	—	—	—	—
240/32	605	505	760	590	685	490
240/39	610	505	—	—	—	—
240/56	610	—	—	—	—	—
300/39	710	600	880	680	740	570
300/48	690	585	—	—	—	—
300/66	680	—	—	—	—	—
330/27	730	—	—	—	—	—
400/22	830	713	1050	815	895	690
400/51	825	705	—	—	—	—
400/64	860	—	—	—	—	—
500/27						
500/64						

Примечание: допустимые длительные токи для неизолированных проводов приняты из расчета допустимой температуры их нагрева +70°C при температуре воздуха +25°C.

**Поправочные коэффициенты на токи для кабелей, неизолированных
и изолированных проводов и шин в зависимости от
температуры земли и воздуха [2]**

Условия температуры среды, °С	Нормирование температуры жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С					
		-5 и ниже	0	5	10	15	20
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09

Продолжение табл. Б2

Условия температуры среды, °С	Нормирование температуры жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С					
		25	30	35	40	45	50
25	80	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Каталожные данные воздушных ЛЭП напряжением 35, 110, 220 кВ

Марка провода	r_0 , Ом/км	35 кВ	110 кВ		220 кВ	
		x_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См·10 ⁻⁶ /км	x_0 , Ом/км	b_0 , См·10 ⁻⁶ /км
АС-10	2,75	0,451	-	-	-	-
АС-16	1,81	0,436	-	-	-	-
АС-25	1,17	0,423	-	-	-	-
АС-35	0,79	0,403	-	-	-	-
АС-50	0,60	0,396	-	-	-	-
АС-70	0,428	0,432	0,444	2,55	-	-
АС-95	0,306	0,421	0,434	2,61	-	-
АС-120	0,249	0,414	0,427	2,66	-	-
АС-150	0,198	0,406	0,420	2,70	-	-
АС-185	0,162	-	0,413	2,75	-	-
АС-240	0,120	-	0,405	2,81	0,435	2,60
АС-300	0,098	-	-	-	0,429	2,64
АС-400	0,075	-	-	-	0,420	2,70
АС-500	0,060	-	-	-	0,413	2,74

Приложение В. Справочные данные о трансформаторах и автотрансформаторах

Табл. В1

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	P_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТМН(ТМ)-630/35	0,63	$\pm 6 \cdot 1,5$ %	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9; 14,2	79,6	15
ТМН(ТМ)-1000/35	1	$\pm 6 \cdot 1,5$ %	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,4
ТМН(ТМ)-1600/35	1,6	$\pm 6 \cdot 1,5$ %	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	$\pm 6 \cdot 1,5$ %	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН(ТМ)-4000/35	4	$\pm 6 \cdot 1,5$ %	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1	2,6	23	40
ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	$\pm 6 \cdot 1,5$ %	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	10	$\pm 2 \cdot 2,5$ %	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	$\pm 9 \cdot 1,3$ %	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	36,75	6,3; 10,5	8	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	$\pm 2 \cdot 2,5$ %	38,5	6,3; 10,5	8	90	21	0,6	0,52	7,4	96
ТДНС-16000/35	16	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС-32000/35	32	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144
ТРДНС-40000/35	40	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	250	50	0,3	0,1	2,5	220

Примечания:

1. Регулирование напряжения осуществляется на стороне ВН путем РПН или ПБВ.
2. Трансформаторы типа ТМ, указанные в скобках, имеют ПБВ $\pm 2 \cdot 2,5$ % на стороне ВН.

Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Пределы Регулиро- вания	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток		U_k , %	ΔP_k , кВт	P_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10·1,5 % –8·1,5 %	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9·1,78 %	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9·1,78 %	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9·1,78 %	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	±9·1,78 %	115	6,3/6,5;6,3/ 10,5;10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТД-40000/110	40	±2·2,5 %	121	6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТРДН-40000/110	40	±9·1,78 %	115	6,3/6,3;6,3/ 10,5;10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	±9·1,78 %	115	6,3/6,3;6,3/ 10,5;10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТДЦ-80000/110	80	±2·2,5 %	121	6,3; 10,5	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110	80	±9·1,78 %	115	6,3/6,3;6,3/ 10,5;10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	±2·2,5 %	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	±9·1,78 %	115	10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2·2,5 %	121	13,8;15,75;18	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2·2,5 %	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	±2·2,5 %	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	P_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН-63000/220	63	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	230	11/11; 6,6/6,6	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТДЦ-80000/220	80	$\pm 2 \cdot 2,5$ %	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН-100000/220	100	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \cdot 2,5$ %	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2 \cdot 2,5$ %	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900
ТДЦ-250000/220	250	-	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,6	25,7	1125
ТДЦ-400000/220	400	-	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600
ТЦ-630000/220	630	-	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205
ТЦ-1000000/220	1000	-	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500

Табл. В4

Трёхфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Каталожные данные									Расчетные данные						
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$U_k, \%$			$\Delta P_k,$ кВт	$P_x,$ кВт	$I_x, \%$	$R_T, \text{Ом}$			$X_T, \text{Ом}$			$\Delta Q_x,$ квар
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН-16000/110*	16	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6	100	23	1	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	25	115	11;38,5	6,6;11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТН-40000/110*	40	115	11;22;38,5	6,6;11	10,5(17)	17(10,5)	6	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0(22,3)	22,3(0)	240
ТДТН(ТДЦНТ) –63000/110*	63	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6,5	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22	0	13,6	441
ТДТН(ТДЦТН, ТДЦТНК) –80000/110*	80	115	38,5	6,6;11	11(17)	18,5(10,5)	7(6,5)	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6(21,7)	0(10,7)	11,9(0)	480

Примечания:

1. *При X_T обмотки СН, равном нулю, обмотки НН изготавливаются с $U_{\text{ном}}$, равным 6,3 или 10,5 кВ.
2. Все трансформаторы имеют РПН $\pm 9 \cdot 1,78 \%$ в нейтрали ВН.

Трёхфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Пределы регулируе- ния	Каталожные данные											Расчетные данные						
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$, кВт			$P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	$R_{\text{т}}$, Ом			$X_{\text{т}}$, Ом			$\Delta Q_{\text{х}}$, квар
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/220	25	$\pm 12 \cdot 1$ %	230	38,5	6,6;11	12,5	20	6,5	135	-	-	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТН-40000/220	40	$\pm 12 \cdot 1$ %	230	38,5	6,6;11	12,5	22	9,5	220	-	-	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440
АТДЦТН-63000/220/110	63	$\pm 6 \cdot 2$ %	230	121	6,6;11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9	215	-	-	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110	125	$\pm 6 \cdot 2$ %	230	121	6,6;11; 38,5	11	45	28	305	-	-	65	0,5	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625
АТДЦТН-200000/220/110	200	$\pm 6 \cdot 2$ %	230	121	6,6;11; 15,75;38,5	11	32	20	430	-	-	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-250000/220/110	250	$\pm 6 \cdot 2$ %	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8	520	-	-	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

Примечания:

1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна 50 % от номинальной.
2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН ($\pm 8 \cdot 1,5$ %; $\pm 12 \cdot 1$ %) или на стороне СН.

Основные производители трансформаторов и автотрансформаторов

- АО Группа СВЭЛ (Свердловская область, г. Екатеринбург) <https://svel.ru/>
- ООО Силовые машины (г. Санкт-Петербург) <https://pmtt.ru/>
- Электротехнический холдинг ERSO <https://erso.group/>
- ООО Тольяттинский трансформатор (г. Тольятти)
<https://www.transformator.com.ru/>

Учебное электронное издание

Рыжкова Елена Николаевна
Цырук Сергей Александрович
Кулешова Галина Сергеевна
Кулага Марина Александровна
Куликов Алексей Игоревич

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И РЕЖИМЫ РАБОТЫ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА

Редактор издательства Т.А. Феокистова

Издательство МЭИ
111250, Москва, Красноказарменная, д. 14, стр.1
izdatmpei@gmail.com