

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Кафедра строительства,
энергетики и транспорта**

Методические указания
к курсовому проекту

по дисциплине:

Б1.В.03 Электрические системы и сети

для направления подготовки (специальности)

13.03.02

код направления подготовки

«Электроэнергетика и электротехника». Профиль – «Электроснабжение»

наименование направления подготовки

Для всех форм обучения

код и наименование специальности, форма обучения

Мурманск
2021

Составил: Васильева Елена Витальевна, доцент кафедры строительства, электроэнергетики и транспорта Мурманского государственного технического университета

Методические указания рассмотрены и одобрены на заседании кафедры СЭиТ 01.07. 2021 г., протокол № 05

Методические указания составлены на основе ФГОС ВО по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», утвержденного приказом Минобрнауки РФ 03.09.2015 № 955, учебного плана в составе ОПОП по направлению подготовки/специальности 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроснабжение».

Процесс изучения дисциплины «Электроэнергетические системы и сети» направлен на формирование элементов следующих компетенций в соответствии с ФГОС ВО:

ОПК-3. Способность использовать методы анализа и моделирования электрических цепей

ПК-6. Способность рассчитывать режимы работы объектов профессиональной деятельности

В результате изучения дисциплины студент должен:

Знать: структуру современных электрических сетей; требования предъявляемые к электрическим сетям; режимы работы современных электрических сетей; способы регулирования напряжения в электрических сетях.

Уметь: выполнять выбор оборудования для современных электрических сетей; составлять математические модели основных элементов современных электрических сетей; выполнять расчёт параметров математических моделей схем замещения основных элементов современных электрических сетей; выполнять расчёт режимов современных электрических сетей на основе составленных математических моделей; выполнять расчёт потерь мощностей в электрических сетях, выполнять механический расчет проводов и тросов ВЛ.

Владеть: анализом результатов, получаемых в результате расчёта режимов работы электрических сетей.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ЗАДАНИЕ НА КП	5
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КП	6
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	19
ПРИЛОЖЕНИЕ 1,2	20

Введение.

Курсовое проектирование является одной из важнейших форм учебной работы. Оно ставит своей целью закрепить умения и систематизировать знания, полученные по дисциплине «Электрические системы и сети», а также в смежных дисциплинах, научить студентов применять эти знания при решении инженерных задач, привить им навыки к самостоятельной работе.

При проектировании электрической системы (ЭС) необходимо выполнить технико-экономическое обоснование решений, определяющих оптимальный вариант ЭС, обеспечивающий потребителей качественной электроэнергией, с учетом бесперебойности электроснабжения при рациональном сочетании затрат на сооружение и эксплуатацию ЭС.

Бесперебойность электроснабжения достигается прежде всего резервированием питания электропотребителей с учетом заданной категории надежности.

Электроснабжение электропотребителей первой категории следует осуществлять от двух независимых источников, которыми считают секции шин двух трансформаторов подстанции, питаемой не менее чем двумя линиями. Перерыв в их электроснабжении допустим лишь на время срабатывания АВР.

Питание электропотребителей II категории допускают по одной линии и одним трансформатором при наличии централизованного резерва трансформаторов.

Перерывы в электроснабжении электропотребителей II категории не должны быть продолжительней двух часов, а электропотребителей III категории – не более суток. Нагрузки III категории резервным питанием можно не обеспечивать.

В результате выполнения курсового проекта студент должен освоить:

- цели, задачи, принципы и общий алгоритм проектирования электрических сетей;
- критерии выбора оптимального варианта электрической сети;
- порядок построения схем электрической сети;
- методы расчета режимов электрической сети;
- способы регулирования напряжения в электрической сети.

1.Задание на курсовой проект

Номер задания на проект по курсу «Электрические системы и сети» выдается преподавателем. Параметры нагрузок и планы электрифицируемых районов приводятся в приложениях 1 и 2 методических указаний. Расположение потребителей на плане дано в масштабе 1:10. Географический район проектируемой сети выбирается студентом самостоятельно. Электроснабжение электрифицируемого района осуществляется от источника питания с номинальным напряжением на шинах 220/110 кВ.

2. Содержание и оформление курсового проекта

Курсовой проект состоит из расчетно-пояснительной записки объемом не более 40 страниц печатного текста и одного чертежного листа формата А1.

Расчетно-пояснительная записка - основная часть проекта, содержащая методы исследования и расчета, в краткой и четкой форме раскрывающая замысел проекта. Основой пояснительной записки должны служить технико-экономические расчеты, их анализ и соответствующие выводы. Последовательность приведения информации в разделах расчетно-пояснительной записки должна быть следующей:

- формулировка задачи, которую следует решить;
- пояснение методики, с помощью которой автор проекта предполагает решать поставленную задачу;
- само решение, базирующееся на расчетах;
- выводы по разделу.

При выполнении расчетов вначале необходимо указать формулу, пояснив параметры, входящие в нее и указать источник информации. Затем произвести подстановку числовых значений и выполнить расчеты с указанием размерности полученных параметров. Если в данном разделе имеет место ряд однотипных вычислений, то расчет выполняется только для одного случая, а все остальные целесообразно свести в таблицы.

Таблицы пояснительной записки должны удовлетворять требованиям простоты и наглядности. В методических указаниях приводится форма некоторых таблиц, например, таблицах 1-5, 8, 9. Во всех остальных случаях форму сводных таблиц студент должен разработать самостоятельно.

Текст должен поясняться схемами, которые изображаются с соблюдением соответствующих стандартов.

При выполнении проекта необходимо применять Международную систему единиц СИ. Обозначения должны соответствовать государственным стандартам с использованием кратных и дольных единиц, например, А, В, кВ, кА, Вт, кВт, МВт, В*А, кВ*А, МВ*А, вар, квар, Мвар, кВт*ч, МВт*ч,

Ом, кОм и т.д. Сокращения в тексте не допускаются, за исключением общепринятых, например, ВЛ, ЛЭП, ГПП и др.

В пояснительную записку включается: титульный лист, задание на проектирование, оглавление, введение, главы пояснительной записки

В оглавлении приводятся порядковые номера и полное наименование разделов или подразделов с указанием соответствующих страниц.

Во введении показывается состояние и перспективы развития рассматриваемого вопроса. Основное содержание пояснительной записки должно включать рассмотрение следующих разделов проекта:

1. Характеристика электрифицируемого района и потребителей электроэнергии.
2. Выбор и обоснование вариантов схем электрической сети.
3. Предварительный выбор конструкции и номинального напряжения линий сети для всех намеченных вариантов.
4. Выбор количества и мощности силовых трансформаторов на проектируемых подстанциях.
5. Техничко-экономическое сравнение вариантов. Выбор и обоснование оптимального варианта электрической сети.
6. Электрический расчет основных режимов работы сети (максимальной и минимальной нагрузок, послеаварийный режим).
7. Выбор при необходимости средств регулирования напряжения.
8. Техничко-экономические показатели сети.

В заключении необходимо подвести итог выполненной работы, т.е. в виде ряда пунктов сформулировать основные технико-экономические результаты (как положительные, так и отрицательные), полученные в ходе проектирования.

Список литературы указывают в конце пояснительной записки с соблюдением современных требований. Примером может служить список литературы данных методических указаний. Ссылка на используемую литературу дается в виде цифры в квадратных скобках.

Графическая часть проекта представляет собой однолинейную схему электрифицируемого района. На схеме необходимо показывать все аппараты напряжением 110 – 220 кВ (выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели). Ступень 6-10 кВ и источник питания изображают упрощенно (секционная система шин и коммутационные аппараты).

3. Разделы курсового проекта

3.1. Характеристика электрифицируемого района и потребителей электроэнергии

Главной задачей этого раздела является максимально полный подбор исходного материала для проектирования, в ходе которого, необходимо определить следующее:

особенности рельефа местности (заболоченность, наличие водных преград и т.д.);

данные по климатическим условиям (температуру, скоростной напор ветра, гололедообразование), значения которых, устанавливаются для выбранного района страны;

взаимное расположение отдельных потребителей (групп) и источников питания;

расчетные нагрузки каждого потребителя.

Исходные данные свести в таблицу 1.

Таблица 1- Исходные данные

Обозначение потребителей	Состав потребителей по категориям		Время использования	Режим максимальной нагрузки				Режим минимальной нагрузки				Примечание
	категории	%		S, МВ·А	P, МВт	Q, Мвар	Cos φ	S, МВ·А	P, МВт	Q, Мвар	Cos φ	

3.2. Выбор конструкции и номинального напряжения линий сети

При решении задачи проектирования электрических сетей важную роль играет технически грамотное формирование конфигурации сети, выбор схемы и параметров ЛЭП.

Прежде всего, необходимо решить вопрос: проектировать линии воздушными или кабельными. Как правило, воздушные линии (ВЛ) экономически выгоднее, за исключением случаев, когда ЛЭП проходят в условиях города, аэродрома и т.д. Далее целесообразно привести предварительные соображения о проектируемой сети, материале и конструкции опор, рекомендуемых марках провода. При этом необходимо иметь в виду, что на напряжении 110 кВ применяются в основном деревянные и железобетонные опоры, а для ЛЭП-220 кВ и выше – железобетонные и металлические.

Общие принципы экономически целесообразного формирования электрических сетей могут быть сформулированы следующим образом:

1. Схема должна быть обоснованно простой, передача электроэнергии к потребителю должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что

снижает экономические затраты на строительство линий, уменьшает потери мощности и электроэнергии;

2. Схемы электрических соединений понижающих подстанций должны быть по возможности простыми, что уменьшает затраты на сооружение и эксплуатацию, повышает надежность их работы;

3. Схема сети должна иметь минимально обоснованное количество трансформаций напряжения, что позволит уменьшить затраты на строительство, снизить потери мощности и электроэнергии;

4. Выбранная схема, номинальное напряжение и параметры ЛЭП должны обеспечить потребителей электроэнергией соответствующего качества в различных режимах работы сети с учетом ряда технических ограничений.

К составлению вариантов схем сети нельзя относиться, как к геометрической задаче о возможных направлениях линии. Такое решение приводит к излишне большому числу вариантов, но, как правило, не дает наилучшего решения. При правильном инженерном подходе к задаче тщательная работа по составлению возможных схем соединения сети (с вариацией номинальных напряжений линий сети) чаще всего приводит почти к равноценным решениям. При расчетах (раздел 4.5) большая разница в затратах является косвенным признаком необоснованности рассматриваемых вариантов, случайности их выбора.

При формировании вариантов схем рекомендуется в первую очередь выбирать схемы радиально-магистрального типа: двухцепные или одноцепные, в зависимости от категории надежности электроснабжения потребителей или простейшего замкнутого кольцевого типа.

Для потребителей I категории, как правило двухцепная линия, выполняемая на одной опоре, не удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения, в этом случае необходимо предусмотреть две отдельных одноцепных линии.

Для потребителей II категории можно предусматривать питание по двухцепной линии, однако, ПУЭ допускает электроснабжение данных потребителей и по одноцепной ВЛ. Такой вариант должен иметь технико-экономическое обоснование. Опыт проектирования систем электроснабжения районов с потребителями I и II категорий показывает что, в большинстве случаев целесообразно использовать две группы сетей - разомкнутые магистральные или радиальные резервированные с двухцепными линиями и замкнутые сети. Потребители III категории резервным питанием не обеспечиваются.

Для анализа намечается не менее 5-ти вариантов.

Предварительный выбор номинального напряжения U_n линий производят совместно с разработкой схемы сети, так как они взаимно определяют друг друга. Напряжения для различных элементов проектируемой электрической сети могут существенно отличаться. Величина U_n зависит как от передаваемой по ЛЭП мощности, так и от расстояния, на которое она передается.

Для ЛЭП до 250 км и передаваемых мощностях до 60 МВт используют формулу Стилла:

$$U = 4,34 \sqrt{L + 0,016 P} \text{ , кВ}$$

где P- мощность передаваемая по одной цепи, кВт; L - длина линии, км.

При больших длинах и мощностях формула Стилла дает заниженное значение напряжения. Для ЛЭП до 1000 км и передаваемых мощностях более 60 МВт применяется формула А.М. Залесского:

$$U = \sqrt{P(0,1 + 0,015 \sqrt{L})} \text{ , кВ}$$

Данное выражение дает завышенные значения напряжений.

Определенные таким образом значения U_n заносятся в таблицу 2.

Таблица 2 – Предварительный выбор питающих напряжений

Вариант сети	Участок сети	Мощность на одну цепь, МВт	Длина, км	Напряжение, кВ		Выбранное U_n кВ
				По Формуле Стилла	По формуле Залесского	

При выборе номинального напряжения проектируемой сети следует учитывать ее географическое расположение. Для вновь проектируемых сетей не рекомендуется использовать напряжение 150 кВ.

3.3. Анализ и обоснование схем электрической сети

В данном разделе анализируют достоинства и недостатки схем электрифицируемого района, чтобы выбрать три варианта для последующего технико-экономического сопоставления. При этом необходимо иметь в виду, что, если географическое положение объектов позволяет, то весь электрифицируемый район разбивают на отдельные части. Для каждой из них в отдельности находят оптимальный вариант сети, совокупность которых и даст оптимальную схему для всего района. Если такое деление района невозможно, то задача решается для всей сети в целом.

На первом этапе сравнение производят по упрощенным показателям, анализируют длины трасс, цепей, суммарный момент активной мощности (таблица 5).

Таблица 3 – Упрощенные показатели рассматриваемых схем

Вариант	Длина трассы, км	Длина цепей, км	Суммарный момент мощности (ΣPL), МВт км	Примечание

В примечании указать те варианты, которые имеют лучшие анализируемые показатели. Для кольцевых сетей параметр (ΣPL) физического смысла не имеет.

Показатели таблицы 5 не определяют оптимальности варианта, а характеризуют его с той или иной стороны. Так, например, если потребители соединить с источником питания радиальными линиями, то (ΣPL) будет значительно меньше, чем для магистральной схемы, однако оценка суммарной длины ЛЭП даст обратный результат.

Экономически целесообразно сравнивать между собой варианты, с одинаковой степенью надежности. При прочих равных условиях предпочтение отдается варианту с более высоким напряжением, как более перспективному.

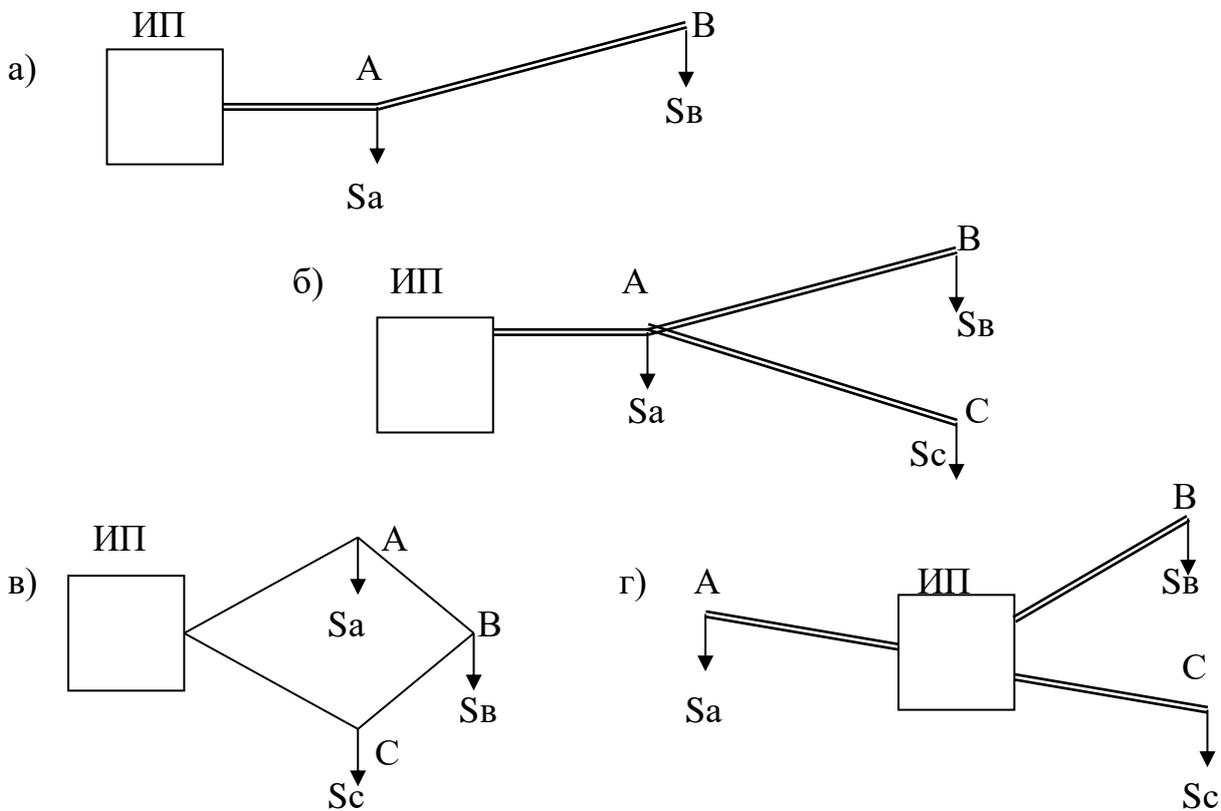


Рисунок 1- Примеры конфигураций схем электрических сетей: а и б – магистральные резервированные; в – замкнутая; г – радиальная

3.4. Выбор количества и мощности силовых трансформаторов на подстанциях

Для технико-экономического сопоставления исследуемых вариантов электрической сети необходимо для каждой подстанции определить количество и мощность трансформаторов (автотрансформаторов).

Практически бесперебойное электроснабжение потребителей I и II категорий обеспечивают при установке на подстанции двух одинаковых трансформаторов. Такое решение является, как правило, наиболее экономически целесообразным.

Проектировать подстанции с тремя трансформаторами не рекомендуется, так как такая схема неудобна в эксплуатации и вызывает большие трудности при устройстве АВР.

При аварии любой из трансформаторов, оставшихся в работе, должен обеспечить мощность потребителей I и II категорий, потребителей III категории можно отключить, при условии ликвидации аварии в течение суток. В аварийных режимах допускается перегрузка силового трансформатора до 40 % на время максимумов общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение 5 суток. Тогда номинальную мощность трехфазного двухобмоточного трансформатора можно определить следующим образом:

$$S_{\text{номТ}} \geq S_{\text{макс нагр}} / (0,7 * n), \text{ где}$$

n - количество установленных на подстанции одноступенчатых трансформаторов
Для трехобмоточного автотрансформатора

$$S_{\text{номАТ}} \geq \frac{(S_{\text{СНмакс нагр}} + S_{\text{ННмакс нагр}})}{(1,7-1,8) (n-1)}$$

где $S_{\text{СНмакс нагр}}$, $S_{\text{ННмакс нагр}}$ максимальные мощности соответственно на стороне СН и НН. Последовательная и общая обмотки автотрансформатора рассчитываются на типовую мощность, равную

$$S_{\text{тип}} = \alpha S_{\text{АТ ном}}$$

α - называется коэффициентом выгоды автотрансформатора и определяется

$$\alpha_{\text{тип}} = 1 - 1/k_{\text{ВС}} = (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}) / U_{\text{ВН}}$$

При выборе трехобмоточного автотрансформатора 220кВ необходимо учесть, что мощность обмотки низшего напряжения рассчитывается на мощность, меньшую номинальной и не должна быть больше типовой мощности.

$$S_{HH} = \alpha_{HH} S_{AT}$$

где S_{AT} - номинальная мощность автотрансформатора;

α_{HH} - доля мощности обмотки низшего напряжения от номинальной мощности АТ, для современных автотрансформаторов α_{HH} - 0,2.; 0,4 или 0,5

Указанное выше условие выбора автотрансформатора должно быть дополнено

$$S_{НОМАТ} \geq S_{HH\text{макс нагр}} / \alpha_{HH}$$

Ряд номинальных мощностей трансформаторов и автотрансформаторов, рекомендуемых для современных проектов, регламентировано ГОСТом 9680-61.

Выбор трансформаторов и автотрансформаторов целесообразно свести в таблицах 3 и 4.

Таблица 4 – Параметры трансформаторов и автотрансформаторов

Вариант	Подстанция	Мах нагрузка, S, МВ А	Мощность потребителей 1 и 2 категорий Sp, МВ А	Кол – во выбранных трансформатора	Номинальная мощность трансформатора в, Sn, МВ А	Коэфф. загрузки в нормал. режиме, Кз.н	Коэфф. загрузки в аварийном режиме, Кз.а

Таблица 5 – Паспортные данные трансформаторов и автотрансформаторов

Вариант	Подстанция	Тип трансформатора	Номинал. напряжение, Un, кВ	Пределы регулирования, %	Потери х.х., кВт	Потери к.з., кВт	Напряжение к.з., %	Ток х.х., %	Стоимость трансформаторов, установлен. на п/ст, т.руб

3.5.Выбор сечения проводов.

На ВЛ предусматривают применение только сталеалюминиевых проводов марки АС, маркируемых в соответствии с ГОСТ 839-80. При проектировании

линий 35 – 220 кВ сечения выбирают по нормативным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используют нормированные значения экономической плотности тока.

Значения экономической плотности тока $J_э$ нормируют в зависимости от конструктивного выполнения линий, материала провода, продолжительности использования наибольшей нагрузки и района сооружения. Рекомендуемые значения экономической плотности тока для ВЛ 35 – 220 кВ приводятся в таблице 6.

Таблица 6 Экономическая плотность тока для алюминиевых неизолированных проводов

Продолжительность использования максимума нагрузки, ч/год		
1000-3000	3001-5000	5001-8760
1,3 А/мм ²	1,1 А/мм ²	1,0 А/мм ²

Экономическое сечение определяют по формуле и округляют до ближайшего стандартного значения

$$F_э = I_p / J_э,$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_{ном} n},$$

где S_p – полная мощность участка сети при максимальных нагрузках, n – число параллельных линий.

Выбранное сечение проводов проверяют по техническим требованиям:

- допустимому нагреву током нагрузки в послеаварийном режиме,
- условиям не образования короны;
- механической прочности.

Для выполнения указанных требований выбранные сечения должны удовлетворять следующим условиям:

$$I_{п/ав.макс} \leq I_{доп};$$

$$F_{кор} \geq F_{мин.доп.}$$

$$F_{мех} \geq F_{мин.доп.}$$

Максимальный ток $I_{п/ав.макс.}$ в послеаварийном режиме находят соответствующими расчетами. Допустимую токовую нагрузку $I_{доп.}$ принимают по справочным данным для выбранного сечения. Если выбранное расчетное сечение не удовлетворяет указанным требованиям, то его увеличивают.

Для линий электропередач сечения проводов в общем случае должны находиться в пределах: при 35 кВ 50—150 мм², 110 кВ 70—240 мм², 220 кВ – 240 — 400 мм².

Произведенные расчеты сводят в таблицу 7.

Таблица 7. Выбор сечения проводов.

Вариант	Участок сети	Номин. напряж. U_n , кВ	Кол-во цепей	S линии, МВА	Макс. рабочий ток на 1 цепь, А	Экономич. плотность тока, А/мм ²	Расчетно-экономич. сечения, мм ²	Принятый стандарт. провод	Ток после вар. режи-ма, А	Допустимый по нагреву ток, А

3.6 Технико-экономическое сравнение вариантов. Выбор и обоснование оптимального варианта электрической сети.

Данный раздел проекта является основным. Из отобранных по результатам предварительного анализа трёх вариантов необходимо выбрать наиболее экономичный. Условием оптимальности является

$$Z = \min,$$

где Z – приведённые затраты.

При сооружении всей сети в течение одного года и одинаковой степени надёжности приведённые затраты каждого варианта определяют как

$$Z = r_n * K + I, \text{ где}$$

K – единовременные капиталовложения в данный вариант сети, тыс. руб.;

I – ежегодные эксплуатационные расходы, тыс. руб.;

r_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (в настоящее время в энергетике $r_n = 0,15$).

Сравнение рассматриваемых вариантов проводят в два этапа.

На первом этапе для каждого варианта необходимо определить капиталовложения, которые включают в себя стоимость линий $K_{л}$ и стоимость понизительных подстанций $K_{п.ст.}$. При этом можно использовать укрупненные экономические показатели, определяемые из одного источника или справочные данные из литературы одного года издания.

Для трансформаторных подстанций составляют эскизы схем подстанций, с указанием основного коммутационного оборудования (см приложение 1). В стоимость подстанций входит стоимость ячеек выключателей на стороне высшего напряжения или другого коммутационного оборудования, трансформаторов и постоянная часть затрат.

На втором этапе подсчитывают ежегодные эксплуатационные расходы I , которые имеют три составляющие: отчисления на амортизацию I_1 , текущий ремонт и обслуживание I_2 , стоимость потерь электроэнергии I_3 . I_1 и I_2 находят по справочным данным через нормы ежегодных отчислений от капитальных затрат на соответствующее оборудование. Потери электроэнергии в сети суммируются из потерь в линиях и трансформаторах. В линии энергия теряется на нагрев $\Delta A_{л}$ и на корону $\Delta A_{к}$. Независимо от того, что сечение

провода выбирают из условий невозникновения короны, учёт потерь ΔA_k необходим для ЛЭП 330 кВ и выше. Это объясняется существенным возрастанием данной составляющей при ненастной погоде.

Стоимость потерь электроэнергии в линиях определяется

$$C_{\Delta \text{ЭЛ}} = 3 \cdot I_m^2 \cdot \frac{r_0 \cdot L}{n} \cdot \tau \cdot \beta \frac{\text{руб.}}{\text{год}}$$

где I_m – максимальная токовая нагрузка провода линии, А;

r_0 – активное сопротивление одного километра провода, Ом/км;

L – длина линии, км;

n – количество параллельных линий;

β – стоимость потерь электроэнергии, руб/(Вт·ч), $\beta = 35.09 \cdot 10^{-6} \frac{\text{руб.}}{\text{Вт}\cdot\text{ч}}$;

τ – время максимальных потерь, ч/год, определяемое по эмпирической формуле

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \frac{\text{час}}{\text{год}}$$

Стоимость потерь в двухобмоточном трансформаторе определяется

$$C_{\Delta \text{ЭТР}2} = \beta \cdot 10^3 \cdot \left(n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{П}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot k_{\text{ЗН}}^2 \cdot \tau \right), \frac{\text{руб.}}{\text{год}},$$

где n – число трансформаторов на ПС;

β – стоимость потерь электроэнергии, руб/(Вт·ч);

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$T_{\text{П}}$ – полное время работы трансформатора, час/год;

$\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$k_{\text{ЗН}}$ – коэффициент загрузки трансформатора в номинальном режиме;

τ – время максимальных потерь, ч/год.

Стоимость потерь в трёхобмоточном автотрансформаторе

$$C_{\Delta \text{ЭТР}3} = \beta \cdot 10^3 \cdot \left(n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{П}} + \frac{1}{n} \cdot \frac{1}{2S_{\text{НОМ}}^2} \cdot [\Delta P_{\text{КЗВ-С}} \cdot (S_{\text{В}}^2 + S_{\text{С}}^2 - S_{\text{Н}}^2) + \Delta P_{\text{КЗВ-Н}} \cdot (S_{\text{В}}^2 - S_{\text{С}}^2 + S_{\text{Н}}^2) + \Delta P_{\text{КЗС-Н}} \cdot (-S_{\text{В}}^2 + S_{\text{С}}^2 + S_{\text{Н}}^2)] \cdot \tau \right), \frac{\text{руб.}}{\text{год}} \quad (18)$$

Результаты расчёта для каждого варианта сводят в таблицы. В них выделяют все составляющие расходов по каждому элементу сети. Далее результаты сводят в итоговую таблицу 8.

Таблица 8 – Результирующая таблица ТЭП

Вариант	Капитальные затраты, тыс. руб.			Эксплуатационные расходы, тыс. руб.				Приведённые затраты, тыс. руб.	Примечание
	К _л	К _{п/ст}	К	И ₁	И ₂	И ₃	И		
I.									
II. и т.д.									

Как уже указывалось, оптимальным по экономическим показателям является вариант с минимальными приведёнными затратами. Равно экономичными считают варианты, отличающиеся по приведённым затратам не

более, чем на 5%. В этом случае выбирают тот, имеет более высокое номинальное напряжение и возможность дальнейшего развития сети при перспективном росте нагрузок.

3.7 Электрический расчёт основных режимов работы сети.

Расчет установившихся режимов электрической сети включает в себя определение параметров ветвей и узлов; потоков активной и реактивной мощностей по ветвям сети, потерь активной и реактивной мощностей в каждом элементе и в целом по сети, требуемой мощности источника питания, модулей и фаз напряжений в узлах сети для трех основных режимов: нормального при максимальных нагрузках, нормального при минимальных нагрузках и послеаварийного режима при максимальных нагрузках. Эти данные необходимы для установления приемлемости режимов по техническим и экономическим условиям, решения вопросов о регулировании напряжения с целью обеспечения заданных (или допустимых) уровней напряжения на шинах подстанций и выяснения возможностей дальнейшего повышения экономичности работы ЭС.

Расчёты ведутся в следующей последовательности: составляют схему замещения сети и определяют параметры её элементов; определяют расчётные нагрузки подстанций; производят расчёт потокораспределения мощностей в сети; определяют уровни напряжений на шинах подстанций. Расчетную схему замещения получают в результате объединения схем замещения отдельных элементов ЭС в соответствии с принципиальной схемой электрических соединений.

Для ее составления необходимо выбрать схему замещения каждого элемента системы и рассчитать ее параметры. Линии представляют в виде П-образных, а трансформаторы в виде Г-образных схем замещения. При наличии автотрансформаторов проектируемая сеть будет состоять из участков с различными уровнями напряжения. В этом случае сопротивления этих участков и подключенных к ним трансформаторов приводят к одному (базисному) напряжению. Схемы замещения с числовыми выражениями параметров выполняют для каждого режима, указывая исходные нагрузки подстанций. Затем с учётом потерь в трансформаторах и заданной мощности линий, приложенной к точке подключения подстанции, их приводят в виде расчётных нагрузок на стороне ВН и рассчитывают потоки мощностей в сети с учётом потерь в линиях. Этот расчёт ведут в направлении от нагрузок к источнику питания. Этот метод расчета называется итерационным (приблизительным), т.к. нам неизвестны действительные напряжения в узлах, для расчета принимаем на первой итерации, что эти величины равны номинальному напряжению сети.

Результатом первого приближения (итерации) является значение потокораспределения, определенное с учетом потерь мощности в

сопротивлениях и проводимостях сети по номинальному напряжению. Используя найденные таким образом значения потокораспределения, определяют напряжения в узлах электрической сети. Расчет ведется от источника питания к понизительным подстанциям. Поперечной составляющей падения напряжения при расчетах можно пренебречь, она обязательна к учету только для ЛЭП 330 кВ и выше. Исходными данными для расчета является напряжение на источнике питания, которое выбирается с учетом закона о встречном регулировании напряжения в электрической сети. В периоды наибольшей нагрузки и в послеаварийном режимах напряжение на шинах подстанций должно быть не менее 1,05% от U_n , а период минимальных нагрузок равно U_n . Допускается повышение напряжения на шинах вторичного напряжения до 10%, при условии, что отклонение напряжения ближайших потребителей не превысит наибольшей величины, допускаемой ПУЭ. Между номинальными напряжениями трансформаторов электрических сетей и приемников электроэнергии в настоящее время приняты определенные соотношения, обеспечивающие наиболее благоприятные условия для поддержания напряжения, близкого к номинальному (см.таблицу 9).

Таблица 9 – Оптимальные напряжения: приемник - потребитель

Номинальное напряжение электрических сетей и приёмников электрической энергии, кВ	Номинальные напряжения на зажимах трансформаторов, кВ	
	Первичная обмотка	Вторичная обмотка
6	6 и 6,3	6,3 и 6,6
10	10 и 10,5	10,5 и 11
35	35	38,5
110	115	121
220	230	242
330	330	369

В целях сокращения работы по выполнению однотипных расчётов режим наименьших нагрузок рассматривается упрощённо. С некоторой погрешностью считается, что потери напряжения в элементах сети уменьшаются пропорционально снижению нагрузок подстанций. Тогда потери напряжения в линиях получают умножением соответствующих значений, найденных для режима максимальных нагрузок, на отношение наименьшей нагрузки к наибольшей.

В качестве аварийного режима для радиальной сети принимают отключение на головном (наиболее загруженном) участке одной цепи из двух цепной линий, а на подстанции одного из трансформаторов. Напряжение на низкой стороне подстанций определяют по формуле

$$U_{нн} = \frac{U_{вн} - \Delta U_{тр}}{k_T}$$

, где

$U_{вн}$ – напряжение на высшей стороне подстанции, расчетное

$\Delta U_{тр}$ - потери напряжения в трансформаторе

k_T - номинальный коэффициент трансформации, равный отношению номинальных значений высшего и низшего напряжений трансформатора

$$K_{тр} = U_{в ном} / U_{н ном}$$

3.8 Выбор средств регулирования напряжения

В данном разделе требуется проверить достаточность стандартных диапазонов регулирования устройств РПН, установленных на трансформаторах (автотрансформаторах). Для этого определяют положение регулировочного ответвления и соответствующее ему напряжение во всех трёх режимах.

Для сетей с номинальным напряжением 6 кВ необходимые напряжения равны 6,3 кВ в режиме наибольших нагрузок и 6 кВ – в режиме наименьших нагрузок и в послеаварийном режиме. При $U_n=10$ кВ эти значения соответственно составят 10,5 и 10 кВ. Если в справочнике не указаны пределы регулирования двухобмоточных трансформаторов с РПН, принимают следующие значения: до 330 кВ - $\pm 8*1.5\%$. У автотрансформаторов на $U_n=330$ кВ регулирование напряжения осуществляется на стороне СН ($\pm 6*2.0\%$), 220 кВ- на СН($\pm 6*2.0\%$) или на ВН ($\pm 8*1.5\%$).

3.9 Техничко-экономические показатели сети

В данном разделе определяют затраты для всей сети, в отличие от предыдущих технико-экономических расчетов, проведенных при сравнении вариантов. Здесь учитываются все изменения, внесенные на стадии предварительной проработки в схему сети и ее технико-экономические показатели. При этом определяют суммарные капиталовложения в спроектированную электрическую сеть, а так же рассчитывают во всех трех режимах удельные капиталовложения на 1 кВт мощности, переданной потребителю.

Далее необходимо уточнить потери электрической энергии за год и эксплуатационные расходы. Величину потерь мощности указывают в процентах от переданной потребителю мощности в соответствующем режиме. Затем рассчитывают себестоимость передачи электрической энергии и приведенные затраты выбранного варианта.

В заключение необходимо проанализировать полученные результаты.

Список рекомендуемой литературы

1. Быстрицкий Г.Ф. Основы энергетики. – М.: КноРус, 2013.-278 с. ил.
2. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии. – М.: КноРус, 2015.-724 с. ил.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение. – М.: Академия, 2013.-672 с. ил.
4. Кудрин Б.И. Электроснабжение. – М.: Академия, 2013.-672 с. ил.
5. Шаров Ю.В. Электроэнергетика. – М.: Инфра-М, 2014.-384 с. ил.
6. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. – М.: Инфра-М, 2014. – 416 с. ил.
7. Сибикин Ю.Д. Технология энергоснабжения: Учебник – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Форум, 2015. – 352 с. ил.
8. Почаевец В.С. Электрические подстанции: Учебник. – М.: Маршрут, 2012. – 492 с. ил.
9. Фролов Ю.М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения. – СПб.: Лань, 2013. – 432 с. ил.
10. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. – М.: РадиоСофт, 2014. – 141 с. ил.
11. Исмагилов Ф.Р. Основные вопросы проектирования воздушных линий электропередач: Учебное пособие. – М.: Машиностроение, 2015. – 211 с. ил.
12. Климова Г.Н. Электроэнергетические системы и сети. Энергосбережение. 2-е изд. – М.: Юрайт, 2014. – 179 с. ил.
13. Ушаков В.Я. Электроэнергетические системы и сети. – М.: Юрайт, 2014. – 446 с. ил.
14. ПУЭ из.7