

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе

_____ Е.И.Луковникова

« _____ » декабря 2018 г.

**РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ**

Б1.Б.16

НАПРАВЛЕНИЕ ПОДГОТОВКИ

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

ПРОФИЛЬ ПОДГОТОВКИ

Электроснабжение

Программа академического бакалавриата

Квалификация (степень) выпускника: бакалавр

1. ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ, СООТНЕСЕННЫХ С ПЛАНИРУЕМЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ОСВОЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ	3
2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ	4
3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ДИСЦИПЛИНЫ	5
3.1 Распределение объёма дисциплины по формам обучения.....	5
3.2 Распределение объёма дисциплины по видам учебных занятий и трудоёмкости	5
4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ	6
4.1 Распределение разделов дисциплины по видам учебных занятий	6
4.2 Содержание дисциплины, структурированное по разделам и темам	8
4.3 Лабораторные работы.....	79
4.4 Практические занятия.....	80
4.5. Контрольные мероприятия: курсовой проект.....	80
5. МАТРИЦА СООТНЕСЕНИЯ РАЗДЕЛОВ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ К ФОРМИРУЕМЫМ В НИХ КОМПЕТЕНЦИЯМ И ОЦЕНКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ	82
6. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ.....	83
7. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ.....	83
8. ПЕРЕЧЕНЬ РЕСУРСОВ ИНФОРМАЦИОННО – ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ИНТЕРНЕТ» НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ	84
9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ.....	84
9.1. Методические указания для обучающихся по выполнению лабораторных работ / практических работ.....	84
9.2. Методические указания для обучающихся по выполнению курсового проекта.....	108
10. ПЕРЕЧЕНЬ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ	127
11. ОПИСАНИЕ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ	127
Приложение 1. Фонд оценочных средств для проведения промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине.....	128
Приложение 2. Аннотация рабочей программы дисциплины	147
Приложение 3. Протокол о дополнениях и изменениях в рабочей программе	148

1. ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ, СООТНЕСЕННЫХ С ПЛАНИРУЕМЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ОСВОЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Вид деятельности выпускника

Дисциплина охватывает круг вопросов, относящихся к научно-исследовательскому, проектно-конструкторскому и производственно-технологическому видам профессиональной деятельности выпускника в соответствии с компетенциями и видами деятельности, указанными в учебном плане.

Целью изучения дисциплины является:

Ознакомление студентов с технико-экономическими основами проектирования электрических сетей, критериями и алгоритмами выбора оптимального варианта, основами расчета режима сложных электрических сетей, мероприятиями по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях, особыми режимами электрических сетей.

Задачи дисциплины

Подготовка студентов к самостоятельной работе по проектированию и расчету режимов работы электрических сетей в условиях реального производства при работе в электрических сетях энергосистем.

Код компетенции	Содержание компетенций	Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине
1	2	3
ОПК-3	способность использовать методы анализа и моделирования электрических цепей	знать: – методы анализа и моделирования электрических цепей; уметь: – использовать методы анализа и моделирования электрических цепей; владеть: – навыками использования методов анализа и моделирования электрических цепей.
ПК-1	способность участвовать в планировании, подготовке и выполнении типовых экспериментальных исследований по заданной методике	знать: – способы планирования, подготовки и выполнения типовых экспериментальных исследований по заданной методике; уметь: – выполнять планирование подготовку и проведение типовых экспериментальных исследований по заданной методике; владеть: – навыками планирования, подготовки и выполнения типовых экспериментальных исследований по заданной методике.
ПК-2	способность обрабатывать результаты экспериментов	знать: – методы обработки результатов экспериментов; уметь: – выполнять обработку результатов экспериментов; владеть: – навыками обработки результатов экспериментов.
ПК-3	способность принимать участие в проектировании	знать: – методы проектирования объектов

	объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования	<p>профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией с соблюдением различных технических, энергоэффективных и экологических требований;</p> <p>уметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> – выполнять проектирование объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией с соблюдением различных технических, энергоэффективных и экологических требований; <p>владеть:</p> <ul style="list-style-type: none"> – навыками проектирования объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией с соблюдением различных технических, энергоэффективных и экологических требований.
ПК-4	способность проводить обоснование проектных решений	<p>знать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – методы обоснования проектных решений; <p>уметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> – выполнять обоснование проектных решений; <p>владеть:</p> <ul style="list-style-type: none"> – навыками обоснования проектных решений.
ПК-5	готовность определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности	<p>знать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – методы определения параметров оборудования объектов профессиональной деятельности; <p>уметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> – определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности; <p>владеть:</p> <ul style="list-style-type: none"> – навыками определения параметров оборудования объектов профессиональной деятельности.
ПК-6	способность рассчитывать режимы работы объектов профессиональной деятельности	<p>знать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – методы расчёта режимов работы объектов профессиональной деятельности; <p>уметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> – рассчитывать режимы работы объектов профессиональной деятельности; <p>владеть:</p> <ul style="list-style-type: none"> – навыками расчёта режимов работы объектов профессиональной деятельности.

2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Дисциплина Б1.Б.16 Электроэнергетические системы и сети относится к базовой части.

Дисциплина Электроэнергетические системы и сети базируется на знаниях, полученных при изучении таких учебных дисциплин, как: Теоретические основы электротехники, Общая энергетика.

Основываясь на изучении перечисленных дисциплин, Электроэнергетические системы и сети представляет основу дисциплин Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем, Эксплуатация систем электроснабжения, Оптимизация режимов работы электрических сетей промышленных предприятий, а также для преддипломной практики и государственной итоговой аттестации.

Такое системное междисциплинарное изучение направлено на достижение требуемого ФГОС уровня подготовки по квалификации бакалавр.

3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ДИСЦИПЛИНЫ

3.1. Распределение объема дисциплины по формам обучения

Форма обучения	Курс	Семестр	Трудоемкость дисциплины в часах						Курсовая работа (проект), контрольная работа, реферат, РГР	Вид промежуточной аттестации
			Всего часов (с экз.)	Аудиторных часов	Лекции	Лабораторные работы	Практические занятия	Самостоятельная работа		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Заочная	3	-	252	22	6	8	8	221	КП	экзамен

3.2. Распределение объема дисциплины по видам учебных занятий и трудоемкости

Вид учебных занятий	Трудоемкость (час.)	в т.ч. в интерактивной, активной, инновационной формах, (час.)	Распределение по курсам, час	
			3	
1	2	3	4	
I. Контактная работа обучающихся с преподавателем (всего)	22	-	22	
Лекции (Лк)	6	-	6	
Лабораторные работы (ЛР)	8	-	8	
Практические занятия (ПЗ)	8	-	8	
Курсовой проект	+	-	+	
Групповые (индивидуальные) консультации	+	-	+	
II. Самостоятельная работа обучающихся (СР)	221	-	221	
Подготовка к лабораторным работам	20	-	20	
Подготовка к практическим занятиям	40	-	40	
Подготовка к экзамену в течение семестра	20	-	20	
Подготовка к зачету	111	-	111	
Выполнение курсового проекта	30	-	30	
III. Промежуточная аттестация	экзамен	9	-	9
Общая трудоемкость дисциплины	час.	252	-	252
	зач. ед.	7	-	7

4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1. Распределение разделов дисциплины по видам учебных занятий

- для заочной формы обучения:

№ раздела и темы	Наименование раздела и тема дисциплины	Трудоёмкость, (час.)	Виды учебных занятий, включая самостоятельную работу обучающихся и трудоёмкость; (час.)			
			учебные занятия			самостоятельная работа обучающихся*
			лекции	лабораторные работы	практические занятия	
1	2	3	4	5	6	7
1.	Общие сведения об электроэнергетических системах	6.3	0.3	-	-	6
1.1.	Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии	2.1	0.1	-	-	2
1.2.	Условное обозначение основных элементов сети	2.1	0.1	-	-	2
1.3.	Назначение, классификация и номинальные напряжения электрических сетей	2.1	0.1	-	-	2
2.	Линии электропередачи переменного и постоянного тока	9.2	0.2	-	1	8
2.1.	Особенности линий электропередачи переменного и постоянного тока	4.1	0.1	-	-	4
2.2.	Сравнение способов передачи электроэнергии на постоянном и переменном токе	5.1	0.1	-	1	4
3.	Понижающие и преобразовательные подстанции	12.5	0.5	-	1	11
3.1.	Классификация и назначение подстанций	2.1	0.1	-	-	2
3.2.	Понижающие и повышающие подстанции	2.6	0.1	-	0.5	2
3.3.	Преобразовательные подстанции	3.1	0.1	-	-	3
3.4.	Способы присоединения подстанций к сети	2.1	0.1	-	-	2
3.5.	Схемы электрических соединений подстанций	2.6	0.1	-	0.5	2
4.	Характеристики оборудования линий и подстанций	14.7	0.2	-	0.5	14
4.1.	Типы опор воздушных линий электропередачи, провода и тросы, линейная арматура.	7.6	0.1	-	0.5	7
4.2.	Типы трансформаторов, назначение, классификация: двухобмоточные, трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы	7.1	0.1	-	-	7
5.	Типы конфигураций электрических сетей	6.7	0.2	-	0.5	6
5.1.	Магистральные и радиальные сети, разомкнутые и замкнутые сети	3.6	0.1	-	0.5	3

5.2.	Режимы работы нейтрали электрических сетей	3.1	0.1	-	-	3
6.	Электрические нагрузки узлов электрических сетей	37	1	2	1	33
6.1.	Графики электрических нагрузок, основные показатели графиков электрических нагрузок	3.6	0.1	-	0.5	3
6.2.	Время использования максимальных нагрузок	3.1	0.1	-	-	3
6.3.	Время максимальных потерь	3.1	0.1	-	-	3
6.4.	Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП	4.6	0.1	1	0.5	3
6.5.	Методы графического интегрирования, среднеквадратичного тока и времени максимальных потерь	3.1	0.1	-	-	3
6.6.	Потери мощности на корону	3.1	0.1	-	-	3
6.7.	Потери мощности при равномерно распределенной нагрузке	3.1	0.1	-	-	3
6.8.	Расчет потерь мощности и энергии в двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторах	5.1	0.1	1	-	4
6.9.	Задание нагрузок и генераторов при расчете установившихся режимов	4.1	0.1	-	-	4
6.10.	Статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте	4.1	0.1	-	-	4
7.	Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов	40.9	0,9	2	1	37
7.1.	Расчет параметров элементов схемы замещения линии электропередачи.	5.1	0.1	-	1	4
7.2.	Расщепление фазных проводов	4.1	0.1	-	-	4
7.3.	Транспозиция проводов	4.1	0.1	-	-	4
7.4.	Параметры двухобмоточного трансформатора	4.1	0.1	-	-	4
7.5.	Параметры трехобмоточного трансформатора	4.1	0.1	-	-	4
7.6.	Автотрансформатор в электрических сетях	4.1	0.1	-	-	4
7.7.	Векторная диаграмма напряжений и токов ЛЭП	7.1	0.1	2	-	5
7.8.	Падение и потеря напряжения	4.1	0.1	-	-	4
7.9.	Векторная диаграмма линии с несколькими нагрузками	4.1	0.1	-	-	4
8.	Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах	47	1	2	1	43
8.1.	Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки	5.1	0.1	-	-	5
8.2.	Расчет режима электрической сети в два этапа	5.1	0.1	-	1	4
8.3.	Расчетные нагрузки подстанций	4.1	0.1	-	-	4
8.4.	Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций	5.1	0.1	-	-	5
8.5.	Расчет сети с разными	4.1	0.1	-	-	4

	номинальными напряжениями					
8.6.	Расчет кольцевой сети	7.1	0.1	2	-	5
8.7.	Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов	4.1	0.1	-	-	4
8.8.	Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей	4.1	0.1	-	-	4
8.9.	Метод узловых напряжений	4.1	0.1	-	-	4
8.10.	Метод преобразования сети	4.1	0.1	-	-	4
9.	Качество электроэнергии в электрических сетях	29.7	0.7	-	-	29
9.1.	Основные показатели качества электроэнергии	5.2	0.2	-	-	5
9.2.	Влияние пониженного качества электроэнергии на работу электроприёмников	5.1	0.1	-	-	5
9.3.	Несимметрия в электрических сетях и способы ее снижения	5.1	0.1	-	-	5
9.4.	Несинусоидальность в электрических сетях	5.1	0.1	-	-	5
9.5.	Средства компенсации высших гармоник	4.1	0.1	-	-	4
9.6.	Колебания напряжения и мероприятия по их снижению	5.1	0.1	-	-	5
10.	Регулирование напряжения в электроэнергетической системе	39	1	2	2	34
10.1.	Встречное регулирование напряжения	4.2	0.2	-	-	4
10.2.	Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов	6.1	0.1	1	1	4
10.3.	Трансформаторы с ПБВ и с РПН	4.1	0.1	-	-	4
10.4.	Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов	4.1	0.1	-	-	4
10.5.	Регулирование напряжения на электростанциях	3.1	0.1	-	-	3
10.6.	Компенсация реактивной мощности	6.1	0.1	1	1	4
10.7.	Устройства регулирования реактивной мощности	3.1	0.1	-	-	3
10.8.	Продольная компенсация сопротивления линии	4.1	0.1	-	-	4
10.9.	Сравнение способов регулирования напряжения	4.1	0.1	-	-	4
	ИТОГО	243	6	8	8	221

4.2. Содержание дисциплины, структурированное по разделам и темам

Раздел 1. Общие сведения об электроэнергетических системах

В настоящее время электроэнергетические системы обеспечивают электрической энергией подавляющее большинство потребителей и являются важнейшей составляющей промышленной инфраструктуры.

Энергетическая система (рис.1.1) это совокупность элементов, предназначенных для выработки, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической энергии [1].

В свою очередь электрическая сеть является частью энергетической системы, которая служит для надежного и экономичного снабжения потребителей электроэнергией высокого качества. Она состоит из подстанций, распределительных устройств, токопроводов и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Электрические сети входят также в состав энергетических систем, которые содержат, системы выработки и потребления тепловой энергии.

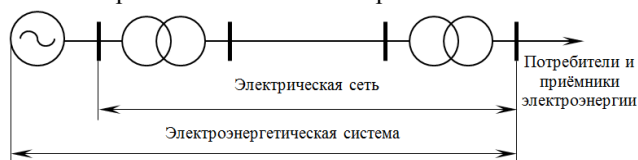


Рис.1.1. Общая структура электроэнергетической системы.

Потребитель электроэнергии это электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории [1].

Приемником электроэнергии называется аппарат, агрегат и т. д., предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии [2].

К электрическим сетям предъявляются следующие требования:

1. Надежность функционирования, которая регламентируется тремя категориями.
2. Экономичность, определяемая по критерию приведенных затрат.
3. Высокое качество электроэнергии (КЭ). В общем виде КЭ характеризуется уровнем напряжения в сети, уровнем частоты в энергосистеме, симметрией системы напряжений, синусоидальностью питающего напряжения. Согласно требованиям [2] регламентируются 11 показателей КЭ.
4. Безопасность и удобство эксплуатации.

По функциональному назначению электрические сети классифицируются следующим образом:

- Системообразующие, к которым относятся высоковольтные линии электропередачи (ЛЭП) 330÷500кВ, соединяющие крупные станции и узлы потребления.
- Питающие, соединяющие подстанции системообразующей сети и распределительные подстанции 220÷500 кВ.
- Распределительные – прочие сети 6, 10, 35, 110 кВ.

В настоящее время в России и некоторых странах СНГ объединённые энергосистемы (ОЭС) представляют собой единую энергосистему (ЕЭС), которая позволяет реализовать следующие преимущества совместной работы (рис.1.2.) [3,4]:

- Повышение надежности системы в целом.
- Более низкие резервные мощности в каждой из энергосистем.
- Более полное использование маневренных возможностей ГЭС.
- Большая единичная мощность агрегатов.

Единая энергосистема России и стран СНГ также связана с Европейским энергообъединением «Nordel System», через вставку постоянного тока (ВПТ), расположенную в г.Выборге (ОЭС Северо-запада). Применение ВПТ при транзите электроэнергии в Европу позволяет снизить зависимость сетей «Nordel System» от КЭ в сетях России и обеспечивает несинхронную работу этих сетей.

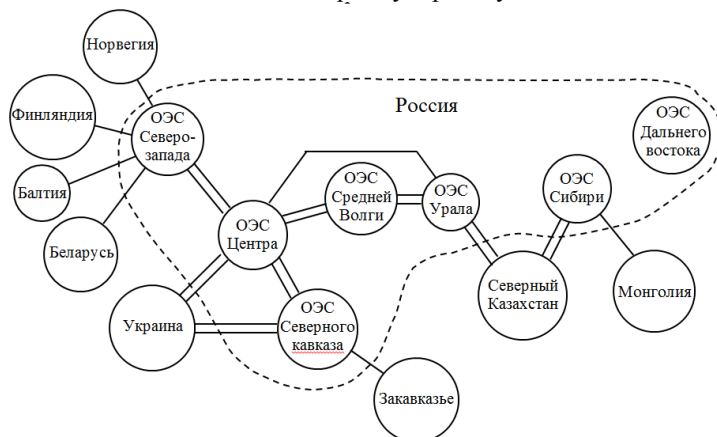


Рис.1.2. Схема ЕЭС России и стран СНГ.

Следует также отметить, что в настоящее время ОЭС Дальнего востока не имеет сильных связей с ЕЭС России и работает обособлено.

Тема 1.1. Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии

Более детально электроэнергетическая сеть (рис.1.1) может быть представлена следующим образом (рис.1.3):

Электрическая энергия вырабатывается генераторами электростанций, на напряжениях, недостаточных для транспортировки ЭЭ на дальние расстояния, поскольку потери мощности и напряжения в ЛЭП обратно пропорциональны квадрату напряжения. Поэтому, для передачи по ЛЭП больших мощностей на дальние расстояния, уровень напряжения повышается трансформаторами до необходимого высокого [5,6].

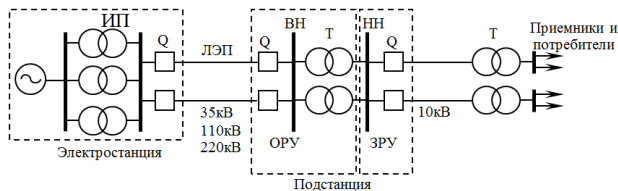


Рис.1.3. Типовая структурная схема производства передачи и распределения электроэнергии

Далее ЭЭ поступает на понижающие подстанции, задачей которых является снижение уровня напряжения до значений, необходимых для распределения ЭЭ к подстанциям потребителей. Эти подстанции производят окончательную трансформацию напряжения до уровней, необходимых конкретным потребителям и приёмникам. В подавляющем большинстве случаев, на пути от генератора к приёмнику ЭЭ проходит 3÷6 ступеней трансформации.

Тема 1.2. Условное обозначение основных элементов сети

Для представления схем электрических сетей используются следующие условные обозначения основных элементов:

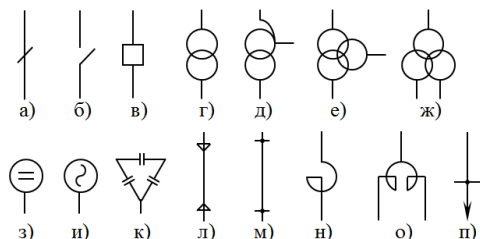


Рис.1.4. Условные обозначения основных элементов электрических сетей.

На рисунке 1.4 представлены следующие элементы:

- а) разьединитель (упрощенное обозначение);
- б) разьединитель (стандартное обозначение);
- в) выключатель;
- г) двухобмоточный трансформатор;
- д) автотрансформатор;
- е) трёхобмоточный трансформатор;
- ж) трансформатор с расщеплённой обмоткой низкого напряжения;
- з) синхронный компенсатор;
- и) синхронный генератор;
- к) конденсаторные батареи для компенсации РМ;
- л) кабельная линия электропередачи;
- м) воздушная линия электропередачи;
- н) реактор;
- о) сдвоенный реактор;
- п) электрическая нагрузка.

Тема 1.3. Назначение, классификация и номинальные напряжения электрических сетей

В общем случае, номинальное напряжение электрических сетей определяется номинальным напряжением потребителей, которые от этих сетей питаются.

Номинальным напряжением называют такое напряжение, на которое потребитель рассчитан и при котором он имеет наилучшие технико-экономические характеристики.

Для обеспечения компенсации потерь напряжения в питающих линиях и трансформаторах номинальные напряжения источников выше, чем сети. В частности, вторичное напряжение трансформаторов выше номинального напряжения сети на 5%, а у генераторов на 10%.

В настоящее время в России принята следующая шкала междуфазных (линейных) номинальных напряжений [7]:

Таблица 1.1. - Междуфазные номинальные напряжения

Группа напряжений	Переменный ток		Постоянный ток
	Приемники	Источники +10% (трансформаторы +5%)	
1	2	3	4
Низкие номинальные	220	230	110

напряжения (до 1 кВ), В	380	400	220
	660	690	400
			500 трамвай
			750 метро
			800 электролиз
Средние номинальные напряжения, кВ	(3)	3,3	1,5
	6	6,6	3
	10	11; (10,5)	
	20	22	
	25	27,5	
	35	38,5	
Высокие номинальные напряжения, кВ	110	121; (115)	200 (±100)
	(150)	165; (158)	
	220	242; (230)	
Сверхвысокие, кВ	330	347	800 (±400)
	500	525	
	750	787	
Ультравысокие, кВ	1150	1210	1500 (±750)

Следует отметить, что не все производители электротехнического оборудования придерживаются международных стандартных шкал номинальных напряжений. Исходя из экономических соображений, некоторые крупные компании разработали собственные шкалы номинальных напряжений [3,8].

Раздел 2. Линии электропередачи переменного и постоянного тока

В настоящее время производство, передача и распределения электроэнергии во всех странах мира осуществляется преимущественно на переменном токе частотой 50 или 60 Гц. Это обусловлено тем, что основными потребителями электроэнергии являются простые и надёжные трёхфазные асинхронные двигатели.

В общем случае производство электроэнергии возможно как на переменном, так и на постоянном токе, однако для обеспечения экономичности передачи электроэнергии необходимо использование высоких напряжений, значительно превышающих номинальные напряжения генераторов. Поскольку прямая трансформация постоянного тока невозможна, то для повышения напряжения используются повышающие трансформаторы переменного тока, использующие явление электромагнитной индукции. С другой стороны, потребление электроэнергии целесообразно осуществлять на относительно низких напряжениях, поэтому на приёмном конце электропередачи также необходимо использовать трансформаторы. Эти причины создают предпосылки для повсеместного применения переменного тока [3,6].

Тема 2.1. Особенности линий электропередачи переменного и постоянного тока

Особенности линий электропередачи и электрических сетей переменного тока рассматриваются в следующих главах.

Для передачи электроэнергии постоянным током сооружаются преобразовательные подстанции [1,3] – выпрямительная (ВПС) на питающем конце электропередачи, преобразующая переменный ток в постоянный и инверторная (ИПС) на приёмном конце с обратным преобразованием постоянного тока в переменный (рис.2.1).

Для обеспечения работы ИПС необходима значительная реактивная мощность, примерно 50% от передаваемой активной. Эта мощность покрывается генераторами системы, источниками реактивной мощности (ИРМ) или компенсирующими устройствами большой мощности, устанавливаемыми вблизи ИПС.

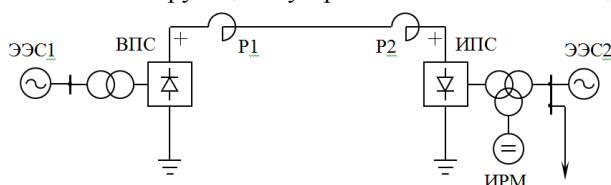


Рис.2.1. Принципиальная схема униполярной передачи постоянным током

Для сглаживания пульсаций выпрямленного тока и ограничения скорости его возрастания при повреждениях в линию включают реакторы Р.

До настоящего времени не созданы выключатели постоянного тока высокого напряжения удовлетворительной конструкции [9,11], и отключение линий постоянного тока (ЛПТ) производится закрытием вентилей ВПС. Поэтому электропередача постоянного тока имеет блоковую схему ВПС – ЛПТ – ИПС без

присоединения других ИПС в промежуточных пунктах линии. Технические сложности создания разветвлённых линий электропередачи обусловлены также особенностями их режимного регулирования, обеспечения устойчивости, необходимости локализации аварий и т. д.

При передаче энергии по ЛПТ реактивные элементы себя никак не проявляют, а сопротивление линий ограничивается только омическим. Поэтому наибольшая мощность, передаваемая по ЛПТ, ограничена пропускной способностью преобразовательных подстанций и допустимым нагревом проводов, кабелей и других элементов [3].

Схема передачи, представленная на рисунке 2.1 имеет низкую надёжность, поскольку при повреждении ЛПТ система оказывается неработоспособной. Поэтому чаще применяется биполярная схема электропередачи постоянного тока (ЭПТ) (рис.2.2).

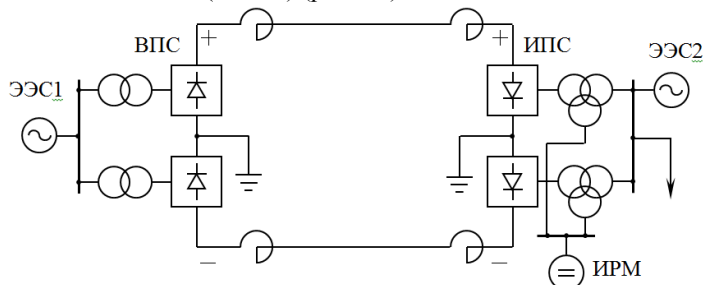


Рис.2.2. Принципиальная схема биполярной передачи постоянным током

В нормальном режиме работы биполярной схемы постоянный ток через заземление не протекает, в результате чего уменьшается уровень воздействия коррозии на подземные инженерные коммуникации [3,12]. При повреждении одной из ЛПТ пропускная способность ЭПТ снижается в два раза, и передача продолжает функционировать как униполярная.

Тема 2.2. Сравнение способов передачи электроэнергии на постоянном и переменном токе

Наиболее важным качеством ЭПТ является возможность соединения ЭЭС, работающих с разной частотой, т. е. возможно выполнить несинхронную связь различных систем и, в частности, передачу мощности от ГЭС при пониженных напоре и частоте, объединение маломощной системы с более мощной без замены оборудования по параметрам режима короткого замыкания [3].

Наличие двух подстанций (выпрямительной и инверторной) – дорогих и сложных в эксплуатации – сдерживает широкое применение ЭПТ. Использование постоянного тока для передачи электроэнергии может быть альтернативой переменному току для сверхдальних линий (от 1500 км и выше и передаче мощности свыше 2000 МВт). ЭПТ меньшей протяженности применяются при решении технических задач формирования объединённых энергосистем, не решаемых с помощью электропередач переменного тока (обеспечение устойчивости параллельной работы, несинхронная связь ЭЭС большой мощности, кабельные линии большой протяженности) [3,13], а также в тех случаях, когда сооружение воздушных и кабельных ЛЭП переменного тока экономически нецелесообразно, например для пересечения морского пространства.

Раздел 3. Понижающие и преобразовательные подстанции

Согласно [1] главная схема электрических соединений подстанции это совокупность основного электрооборудования (генераторов, трансформаторов, линий), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

Тема 3.1. Классификация и назначение подстанций

В общем случае подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или крупного района, для частей энергосистемы или различных энергосистем. Назначение подстанции определяет её схему, положение в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей.

Шины высшего напряжения электростанций и подстанций могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростанций. При этом, через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую – транзит мощности, а подстанция называется узловой [10,14].

Также подстанции могут быть тупиковыми, проходными и отпаечными, причём их схемы могут быть различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности [14].

Электрическая схема подстанции также зависит от категории потребителей по степени надёжности электроснабжения. Все электроприёмники с точки зрения надёжности разделяют на три категории [1]:

Электроприёмники первой категории, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, повреждение дорогостоящего основного

оборудования, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушения работы особо важных элементов коммунального хозяйства и т.д. Электроприемники первой категории в нормальном режиме должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания и перерыв в питании может быть допущен на время автоматического восстановления питания.

В первой категории выделяется особая группа электроприёмников, безаварийная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования. Такие приёмники требуют третий независимый источник.

Электроприемники второй категории, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовому простоя рабочей силы, транспорта и др. Для электроприемников второй категории питание должно обеспечиваться от двух независимых, взаимно резервируемых источников питания. Допускается перерыв в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания действием дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Электроприёмники третьей категории, это все остальные электроприёмники, не подходящие под определения первой и второй категорий. Для электроприемников третьей категории электроснабжение может осуществляться от одного источника питания при условии, что время ремонта или замены поврежденного элемента не превысит 1 суток.

Тема 3.2. Понижающие и повышающие подстанции

В зависимости от местоположения и назначения подстанции разделяются на повышающие и понижающие. Повышающие подстанции обычно располагаются на электростанциях, где производится повышение уровня напряжения для передачи мощности на расстояние. В свою очередь понижающие подстанции, предназначенные для понижения уровня напряжения до пригодного для потребления уровня, располагаются около потребителя [6,10].

В общем случае подстанция состоит из двух и более распределительных устройств (РУ) и связывающих их трансформаторов (рис.3.1).

Распределительное устройство это электроустановка, предназначенная для приёма и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства [1].

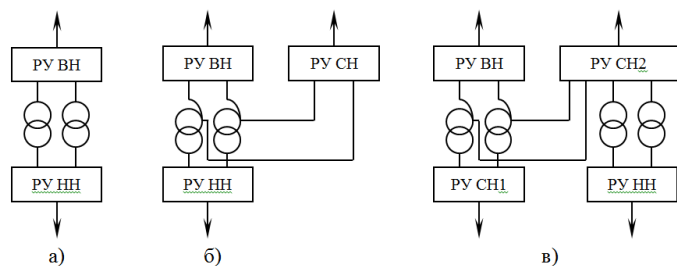


Рис.3.1. Структурные схемы подстанций.

На подстанции с двухобмоточными трансформаторами (рис.3.1.а) электроэнергия поступает от системы в РУ высокого напряжения (ВН), затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ низкого напряжения (НН). На узловых подстанциях осуществляется связь между отдельными частями энергосистемы и питание потребителей (рис.3.1.б). Возможно также сооружение подстанций с двумя РУ среднего напряжения (СН), РУ ВН и РУ НН. На таких подстанциях устанавливают два автотрансформатора и два двухобмоточных трансформатора (рис.3.1.в) [14].

Тема 3.3. Преобразовательные подстанции

Преобразовательные подстанции предназначены для связи сетей переменного и постоянного тока. Кроме создания электропередач и вставок постоянного тока такие подстанции могут использоваться на предприятиях цветной металлургии для электроснабжения электролизного производства.

К основному оборудованию преобразовательных подстанций [3] (рис.3.2.) относятся преобразовательные трансформаторы (Т), преобразовательные мосты (ПМ), фильтры токов высших гармоник (Ф), линейные (сглаживающие) реакторы (Р), синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы и конденсаторные батареи.

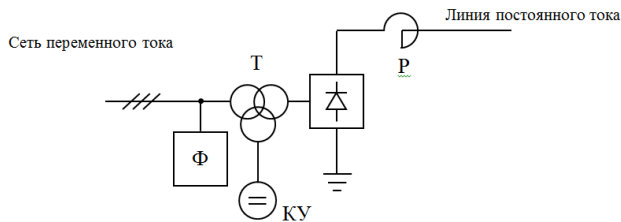


Рис.3.2. Структурная схема преобразовательной подстанции.

Преобразовательные трансформаторы предназначены для передачи мощности в сеть от преобразовательных мостов и наоборот. При этом осуществляется согласование номинального напряжения и гальваническая развязка сетей переменного и постоянного тока. Отличительной особенностью преобразовательных трансформаторов является усиленная изоляция, большой расход активных материалов и как следствие более высокая стоимость (примерно в 1,5 раза) по сравнению с обычными трансформаторами эквивалентной мощности. Максимальная мощность преобразовательных трансформаторов, достигнутая в настоящее время, составляет около 500 МВА на фазу [3].

Одним из основных устройств преобразовательной подстанции является преобразовательный мост [3,15] и его главный элемент – высоковольтный управляемый вентиль. В настоящее время все электропередачи и вставки постоянного тока сооружаются на основе кремниевых управляемых вентилей-тиристоров. Все современные высоковольтные тиристорные вентили, входящие в состав преобразовательного моста имеют оптическое управление, что позволяет значительно повысить надёжность экономичность и безопасность таких аппаратов.

Важным специфическим явлением, связанным с работой преобразовательных мостов является генерация ими в смежную сеть токов высших гармоник, которые оказывают негативное влияние на условия работы электрооборудования. Снижение уровней высших гармоник в сетях переменного тока осуществляется фильтрами токов высших гармоник, которые устанавливаются непосредственно на преобразовательных подстанциях.

Линейные (сглаживающие) реакторы включаются в каждый полюс линии и являются многофункциональными элементами электропередачи. Они не только сглаживают пульсации тока полюса, но и обеспечивают заданную скорость изменения тока линии при коротких замыканиях в ней и нарушениях работы инвертора.

Работа преобразовательной подстанции сопровождается потреблением около 0,5квар/кВт реактивной мощности, что часто требует установки на таких подстанциях дополнительных компенсирующих устройств (КУ) и соответственно дополнительных затрат. В качестве КУ могут использоваться статические тиристорные компенсаторы, синхронные компенсаторы и конденсаторные батареи [10,16].

Тема 3.4. Способы присоединения подстанций к сети

В зависимости от расположения подстанции в сети можно классифицировать способы присоединения подстанций к сети следующим образом (рис.3.3) [5,6]:

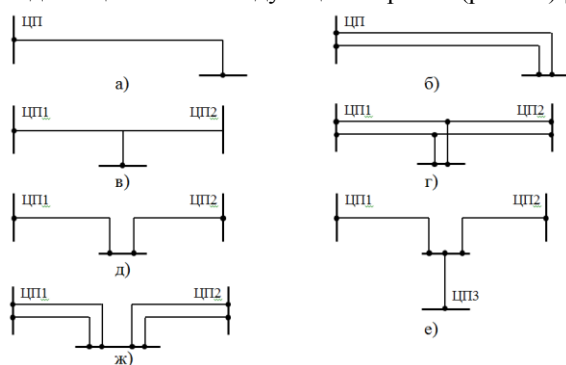


Рис.3.3. Способы присоединения подстанции к сети

- Тупиковые (рис.3.3.а,б). Питаются по одной или двум радиальным ВЛ. Являются первым этапом развития с последующим преобразованием в схемы (рис.3.3.б,д)
- Ответвительные (рис.3.3.в,г). Присоединяемые к одной (рис.3.3.в) или двум (рис.3.3.г) подходящим воздушным линиям. Схема (рис.3.3.в) является первым этапом развития с последующим преобразованием в (рис.3.3.г) или (рис.3.3.д)
- Проходные (рис.3.3.д). Присоединяются к сети путём захода одной линии с двухсторонним питанием.
- Узловые (рис.3.3.е,ж). Присоединяемые к сети более чем по трём питающим линиям.

Ответвительные и проходные подстанции называются также промежуточными подстанциями, то есть размещаемыми между двумя центрами питания сети.

Прходные и узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощностей между отдельными участками сети называются транзитными подстанциями.

Тема 3.5. Схемы электрических соединений подстанций

При выборе схем распределительных устройств подстанции необходимо учитывать число присоединений линий и трансформаторов, требования надёжности электроснабжения потребителей и обеспечения транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах, а также возможность их поэтапного развития.

К схемам подстанций предъявляются также требования простоты, наглядности и экономичности, что достигается за счёт унификации конструктивных решений подстанции путём применения типовых схем электрических соединений распределительных устройств [10,14].

Наиболее простыми схемами являются блочные схемы линия – трансформатор с разъединителем (рис.3.4, а) и выключателем (рис.3.4, б)

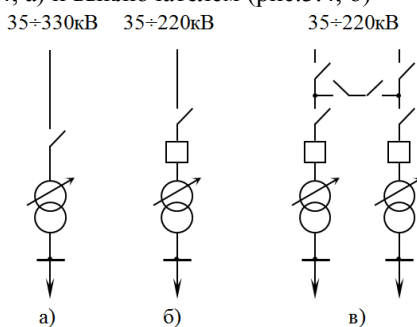


Рис.3.4. Блочные схемы подстанций.

Схема (рис.3.4, а) применяется для подстанций, присоединяемых к линиям без ответвлений, а схема (рис.3.4, б) используется для выполнения ответвлений от линий. Для двухтрансформаторных подстанций, питающихся от двухцепных линий рекомендуется схема с двумя блоками с выключателями в цепи трансформаторов и перемычкой, содержащей два последовательно включённых разъединителя (рис.3.4, в).

Схема мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий показана на рисунке 3.5, а.

Мостиковые схемы применяются в радиальных линиях и линиях с двухсторонним питанием с заходом их на подстанцию.

На подстанциях с двумя линиями и двумя трансформаторами может быть также использована схема четырёхугольника (рис.3.5, б).

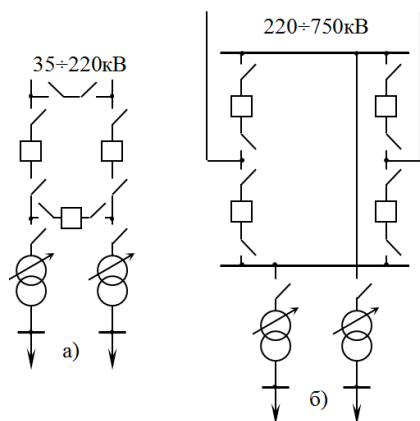


Рис.3.5. Схема мостика (а) и четырёхугольника (б).

К недостаткам схемы (рис.3.5, б) относится невозможность увеличения количества присоединяемых линий.

При числе линий три и более рекомендуется ряд типовых схем РУ со сборными системами шин. Наиболее простая схема выполняется с одной секционированной системой шин (рис.3.6).

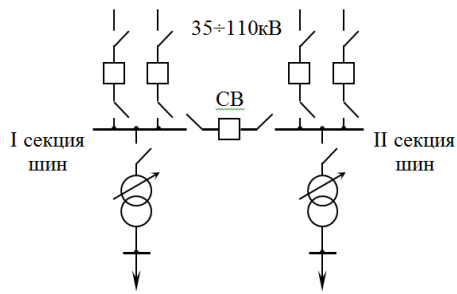


Рис.3.6. Схема подстанции с одной секционированной системой шин.

В этой схеме каждая линия и каждый трансформатор подключены к одной из секций шин, между которыми установлен секционный выключатель (СВ).

Более сложная схема содержит дополнительную обходную систему шин и имеет обходной выключатель (ОВ) (рис.3.7).

Такая схема позволяет использовать ОВ для замены выключателя любого присоединения при необходимости вывода его в ремонт.

В соответствии с [14] схема (рис.3.7) применяется при количестве радиальных линий не более одной на секцию. При невыполнении этого условия с числом линий до 13 применяют схему с двумя несекционированными системами и обходной системой шин (рис.3.8), в которой I и II рабочие системы шин соединены между собой с помощью шиносоединительного выключателя (ШСВ).

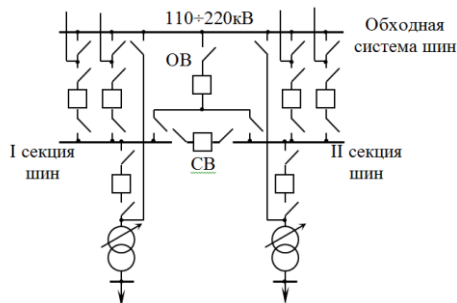


Рис.3.7. Схема подстанции с одной секционированной системой и обходной системой шин.

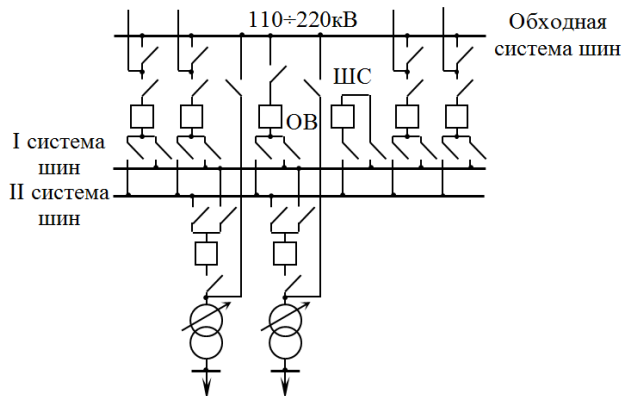


Рис.3.8. Схема подстанции с двумя несекционированными системами и обходной системой шин.

При числе линий более 13 по схеме (рис.3.8) применяют секционирование I и II рабочей системы шин и дополнительно предусматривают второй обходной выключатель.

В настоящее время наметилась тенденция применения элегазовых и вакуумных выключателей, не требующих ремонта практически в течение всего срока службы, вместо масляных и воздушных. Очевидно, это позволит использовать упрощенные схемы распределительных устройств с двумя несекционированными системами шин без обходной (рис.3.9).

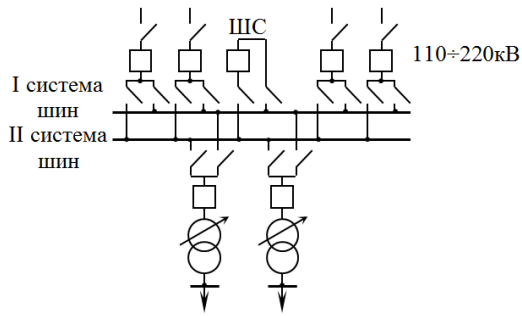


Рис.3.9. Схема подстанции с двумя несекционированными системами шин.

Для ответственных системообразующих подстанций напряжением $330\div 750\text{кВ}$ применяется схема, предусматривающая подключение присоединений к шинам двумя выключателями (рис.3.10). При этом трансформаторы подключаются непосредственно к шинам. Таким образом, отключение любой линии производится двумя выключателями, а любого трансформатора – числом линейных выключателей, подключенных к соответствующей системе шин.

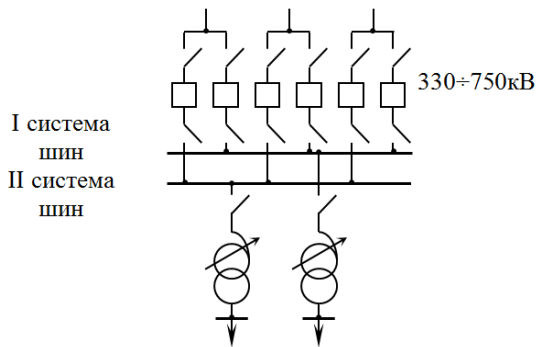


Рис.3.10. Схема с двумя выключателями на линию.

В полупотурной схеме на каждое присоединение приходится 1,5 выключателя (рис.3.11). Её применяют в распределительных устройствах $330\div 750\text{кВ}$ при числе линий 6 и более. Отключение любой линии и любого трансформатора производится двумя выключателями. При этом связь между I и II системами шин сохраняется.

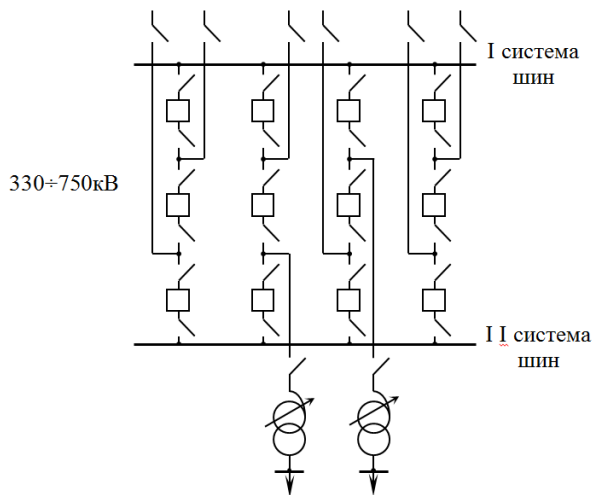


Рис.3.11. Схема с полупотурными выключателями на присоединение.

Наиболее характерные схемы распределительных устройств $10(6)\text{кВ}$, присоединяемых к распределительным устройствам высшего и среднего напряжений подстанций $35\div 750\text{кВ}$, показаны на рисунке 3.12.

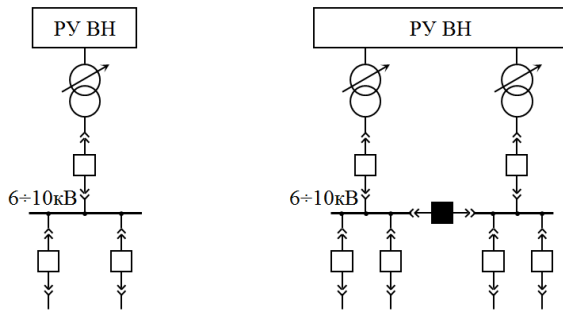


Рис.3.12. Схемы РУ 10(6)кВ.

В настоящее время широкое распространение получают трансформаторы с расщеплёнными обмотками низкого напряжения, каждое плечо которых подключается на отдельную систему шин (рис.3.13).

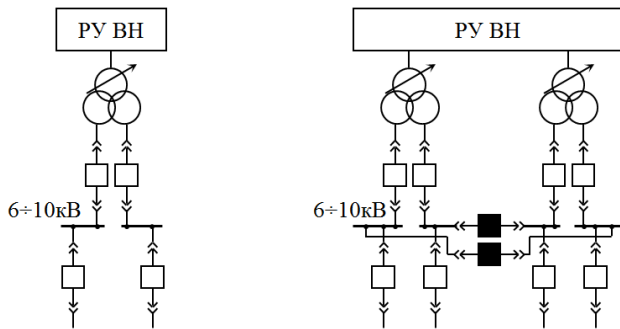


Рис.3.13. Схемы РУ 10(6)кВ при использовании трансформаторов с расщеплённой обмоткой.

Такая схема подключения обеспечивает снижение токов коротких замыканий на шинах 10(6)кВ.

Раздел 4. Характеристики оборудования линий и подстанций

В общем случае любая электрическая сеть состоит из подстанций и связывающих их линий электропередачи.

Линии электропередачи выполняются преимущественно воздушными и кабельными [1,6,10,11]. Воздушные линии электропередачи (ВЛ) предназначены для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и поддерживаемым с помощью опор и изоляторов.

В свою очередь, как отмечалось ранее, на большинстве подстанций осуществляется преобразование электроэнергии из одного класса напряжения в другой, причём ключевыми элементами такой подстанции являются трансформаторы.

Тема 4.1. Типы опор воздушных линий электропередачи, провода и тросы, линейная арматура.

Основными конструктивными элементами ВЛ являются опоры, провода, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура.

По конструктивному исполнению опор наиболее распространены одно и двухцепные ВЛ. Одна цепь высоковольтной линии объединяет три провода трёхфазной линии, в низковольтной от четырёх до пяти проводов. В целом конструктивная часть ВЛ характеризуется типом опор, длинами пролётов, габаритными размерами, конструкцией фаз и количеством изоляторов [1,6,10] (рис.4.1.).

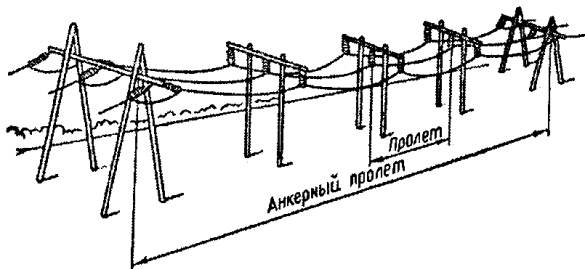


Рис.4.1. Конструкционная схема одноцепной воздушной линии

Длины пролётов ВЛ выбираются по экономическим соображениям, поскольку с увеличением длины пролёта l возрастает провис проводов. При этом необходимо увеличить высоту опор H , чтобы не нарушить допустимый габарит линии h (рис.4.2). Это приведёт к уменьшению количества опор и изоляторов на линии.

Габарит линии – наименьшее расстояние от нижней точки провода до земли, воды или полотна дороги. Величина габарита выбирается такой, чтобы обеспечить безопасность движения людей и транспорта под линией.

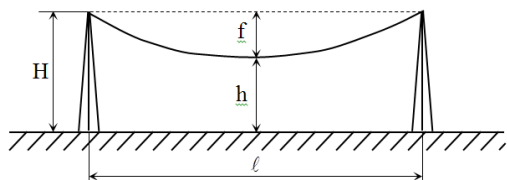


Рис.4.2. Основные характеристики габаритного пролёта ВЛ.

Расстояние между соседними фазами линии зависит главным образом от её номинального напряжения [1].

Конструкция фазы определяется количеством проводов в фазе. Если фаза выполнена несколькими проводами, то она называется расщеплённой.

Опоры ВЛ предназначаются для поддержания проводов на определённой высоте. Кроме того на опорах могут подвешиваться стальные тросы, предназначенные для защиты линии от ударов молнии и связанных с этим перенапряжений. В зависимости от назначения опоры подразделяются на анкерные и промежуточные [1,10,18].

Промежуточные опоры наиболее просты и служат для поддержания проводов на прямых участках линии [10,18]. На таких опорах используется поддерживающие гирлянды изоляторов.

В свою очередь анкерные опоры устанавливаются в местах жёсткого крепления проводов и подразделяются на концевые, угловые, промежуточные и специальные [10,18]. Такие опоры рассчитываются на продольные и поперечные составляющие тяжения проводов, которые крепятся с помощью натяжных гирлянд изоляторов.

В настоящее время разработано множество конструкций опор линий электропередачи (рис.4.3) [6,10]

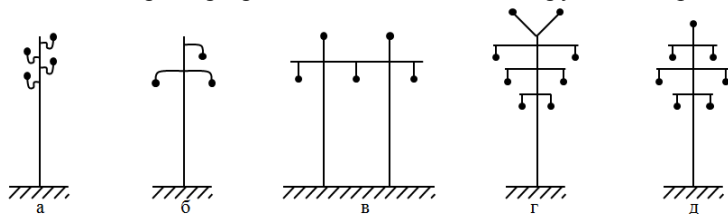


Рис.4.3. Расположение проводов и тросов на опорах: а, б – треугольное; в – горизонтальное; г – обратной ёлкой; д – шестиугольное (бочкой).

В зависимости от материала опоры ВЛ бывают деревянными (рис.4.4.а), железобетонными (рис.4.4.б) и металлическими (рис.4.4.в).

Более подробная информация об особенностях разных типов опор ВЛ рассматривается в курсе дисциплины «Монтаж и эксплуатация электрических сетей» [10,11].

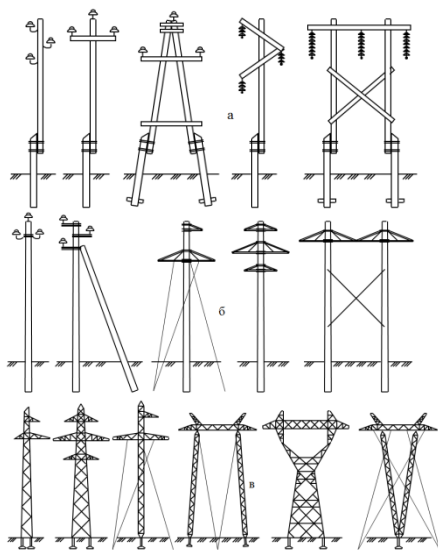


Рис.4.4. Применение деревянных (а) железобетонных (б) и металлических (в) опор на ВЛ

Провода воздушных линий электропередачи предназначены для передачи электроэнергии. В подавляющем большинстве случаев в качестве материала проводов используются наиболее дешёвые алюминий, сталь или сплавы алюминия. На ВЛ чаще всего применяются неизолированные многопроволочные

провода из одного металла – алюминиевые (рис.4.5.а) или комбинированные – сталеалюминиевые (рис.4.5.б), причём сталь используется для повышения механической прочности а алюминий для обеспечения высокой электропроводности.

Грозозащитные тросы применяются на ВЛ для защиты от прямых разрядов молнии в провода ВЛ [1,19,20]. Конструктивно тросы выполняются из стальных проволок (рис.4.5.в).



Рис.4.5. Сечение проводов и грозозащитных тросов

Изоляторы предназначены для изоляции и крепления проводов. В качестве изолирующего материала применяются фарфор, закалённое стекло и полимеры (рис.4.6). По конструкции и способу закрепления на опорах изоляторы подразделяются на штыревые и подвесные [10,11].

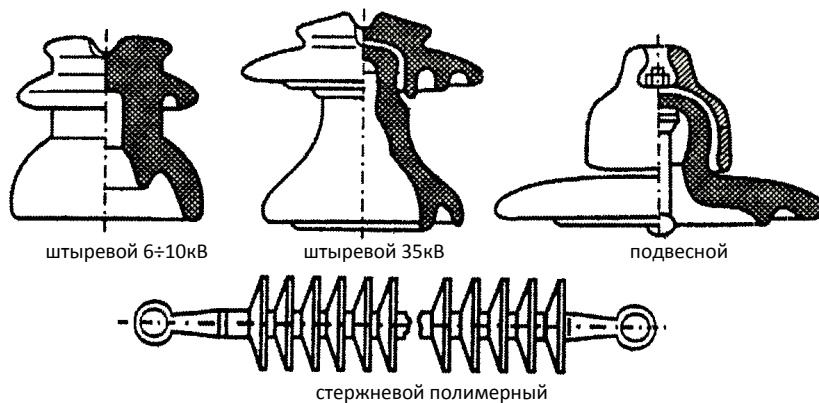


Рис.4.6. Изоляторы воздушных линий

Подробно изоляторы, их конструкция, защита линий от перенапряжений рассматриваются в курсах «Изоляция и перенапряжения» и «Техника высоких напряжений».

Линейная арматура предназначена для закрепления проводов к изоляторам и тросов к опорам и содержит следующие основные элементы [10,11]: зажимы (рис.4.6), соединители, дистанционные распорки, сцепную арматуру (серьги, ушки, скобы, коромысла), гасители вибрации и др.

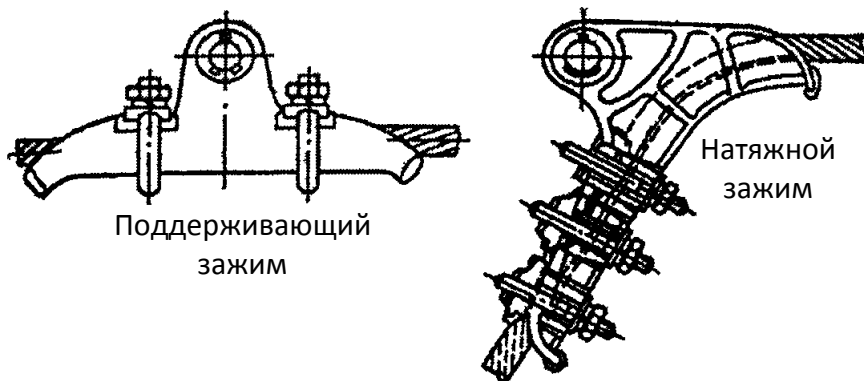


Рис.4.6. Болтовые зажимы

Помимо воздушных линий электропередачи стандартной конфигурации разработаны различные варианты компактных ЛЭП, характеризующиеся меньшими расстояниями между фазами [3,6]. Конструктивные особенности таких линий и их преимущества рассматриваются в курсе «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения».

Тема 4.2. Типы трансформаторов, назначение, классификация: двухобмоточные, трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы

Известно, что трансформаторы предназначены для связи сетей переменного тока разного класса напряжения [1]. В настоящее время в электрических сетях используются двухобмоточные, трёхобмоточные и автотрансформаторы [1,6,21].

Однолинейная схема двухобмоточного трансформатора представлена на рисунке 4.7. Обмотки высокого и низкого напряжения этого трансформатора гальванически изолированы друг от друга

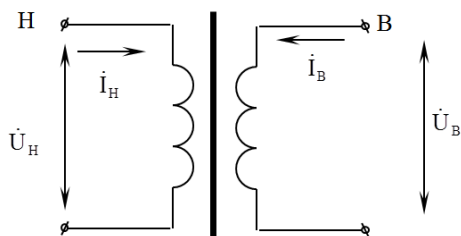


Рис.4.7. Однолинейная схема двухобмоточного трансформатора.

В справочной литературе приводятся следующие основные паспортные данные двухобмоточного трансформатора:

S_H – номинальная мощность трансформатора, [кВА];

U_H – номинальное междуфазное (линейное) напряжение первичной обмотки трансформатора, [кВ];

P_K – потери активной мощности короткого замыкания, [кВт];

U_K – относительное значение напряжения короткого замыкания, [%];

I_X – относительное значение тока холостого хода, [%];

P_X – потери активной мощности холостого хода, [кВт];

Двухобмоточные трансформаторы позволяют передавать мощность между сетями с двумя классами напряжения. Для связи сетей с тремя классами напряжения могут использоваться схемы, представленные на рисунке 4.8.

Следует отметить, что варианты б) и в), на рисунке 4.8 являются более экономичными по сравнению с вариантом а). В подавляющем большинстве случаев применение двух двухобмоточных трансформаторов для связи сетей с тремя классами напряжения является вынужденной мерой при неконтролируемом развитии электрической сети.

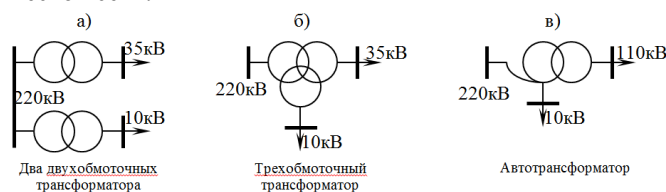


Рис.4.8. Способы связи сетей с тремя классами напряжения.

Трёхобмоточные трансформаторы имеют обмотки, электрически изолированные друг от друга, что позволяет объединять сети с разными режимами работы нейтрали. Однолинейная схема трёхобмоточного трансформатора представлена на рисунке 4.9. Как и у двухобмоточного, все обмотки это трансформатора гальванически изолированы друг от друга

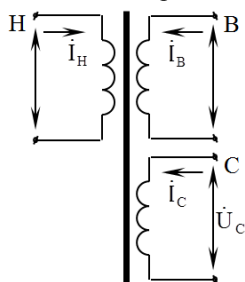


Рис.4.9. Однолинейная схема двухобмоточного трансформатора.

Однако в практике проектирования электрических сетей существуют случаи, когда вместо трёхобмоточного трансформатора целесообразно использовать автотрансформатор.

Автотрансформатор – это такой трансформатор, у которого обмотки среднего напряжения являются частью обмоток высокого напряжения (рис.4.10).

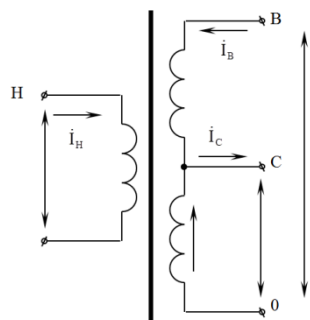


Рис.4.10. Однолинейная схема соединения обмоток автотрансформатора.

В схеме (рис.4.10) можно выделить три обмотки: - Н – обмотка низкого напряжения; ВС – повышающая обмотка и С0 – общая обмотка, которая является обмоткой среднего напряжения и одновременно частью обмотки высокого напряжения.

В соответствии с первым законом Кирхгофа для обмоток ВС и С0 можно записать:

$$I_{\text{Об}} = I_{\text{C}} - I_{\text{B}} \quad (4.1)$$

Для автотрансформаторов различают номинальную и типовую мощность S_{H} и S_{T} .

Номинальная мощность это максимальная мощность, которую автотрансформатор может передать из сети высокого напряжения в сеть среднего напряжения и наоборот:

$$S_{\text{H}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{B}} \cdot I_{\text{B}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{C}} \cdot I_{\text{C}} \quad (4.2)$$

В правой части выражения (4.1) вынесем за скобку величину I_{C} :

$$I_{\text{Об}} = I_{\text{C}} \left(1 - \frac{I_{\text{B}}}{I_{\text{C}}} \right) \quad (4.3)$$

Умножив обе части (4.3) на величину $\sqrt{3} \cdot U_{\text{C}}$ получим значение типовой мощности автотрансформатора, которая характеризует максимальную мощность, передаваемую по общей обмотке:

$$\sqrt{3} \cdot U_{\text{C}} \cdot I_{\text{Об}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{C}} \cdot I_{\text{C}} \left(1 - \frac{I_{\text{B}}}{I_{\text{C}}} \right) \quad (4.4)$$

Выразив из (4.2) токи I_{B} , I_{C} и подставив их в скобки (4.4) получим выражение типовой мощности:

$$S_{\text{T}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{C}} \cdot I_{\text{C}} \cdot \left(1 - \frac{U_{\text{C}}}{U_{\text{B}}} \right) = S_{\text{H}} \cdot \left(1 - \frac{U_{\text{C}}}{U_{\text{B}}} \right) \quad (4.5)$$

Введя коэффициент выгоды автотрансформатора $\alpha = \left(1 - \frac{U_{\text{C}}}{U_{\text{B}}} \right)$ получим:

$$S_{\text{T}} = S_{\text{H}} \cdot \alpha \quad (4.6)$$

Размеры, масса и габариты автотрансформатора определяются величиной типовой мощности, при этом $S_{\text{T}} < S_{\text{H}}$.

Автотрансформатор выгодно применять, если $U_{\text{CH}} < U_{\text{BH}}$, т.е. чем меньше α , тем более целесообразно применение автотрансформатора. По сравнению с автотрансформатором, трехобмоточный трансформатор той же мощности имеет большие габариты и массу.

К недостаткам автотрансформаторов относится, прежде всего, электрическая связь между обмотками высокого и среднего напряжений. Т.е. если сеть высокого напряжения имеет глухозаземленную нейтраль, то сеть среднего напряжения также должна иметь глухозаземленную нейтраль.

Номинальная мощность обмотки низкого напряжения:

$$S_{\text{НОМ.Н}} = \alpha_{\text{НН}} \cdot S_{\text{H}} \quad (4.7)$$

где $\alpha_{\text{НН}}$ - коэффициент обмотки низкого напряжения, который может быть равен 0,2; 0,4; 0,5.

В настоящее время промышленностью выпускается большое число типоразмеров силовых трёхфазных и однофазных трансформаторов, различаемых по мощности, номинальному напряжению, числу обмоток и способу охлаждения. Тип трансформатора имеет условное обозначение, по которому можно определить количество фаз, систему охлаждения, число обмоток, наличие регулировочного устройства, грозоупорность изоляции трансформатора, номинальную мощность и класс напряжения обмотки ВН [6,21].

Буквенные обозначения трансформаторов: ТМ, ТС, ТСЗ, ТД, ТДЦ, ТМН, ТДН, ТЦ, ТДГ, ТДЦГ, ОЦ, ОДГ, ОДЦГ, АТДЦТНГ, АОТДЦН и т. д. Первая буква обозначает число фаз (Т – трёхфазный, О – однофазный); далее следует обозначение системы охлаждения: М – естественная циркуляция масла; С – сухой с естественной циркуляцией воздуха открытого исполнения; СЗ – то-же, но закрытого исполнения; Д – естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха, т.е. с обдуванием бака при помощи вентилятора; Ц – принудительная циркуляция масла через водяной охладитель; ДЦ – принудительная циркуляция масла и воздуха. Буква Р после числа фаз в обозначении указывает, что обмотка низшего напряжения представлена двумя (тремя) обмотками (расщеплена). Наличие второй буквы Т означает, что трансформатор трёхобмоточный, двухобмоточный специального обозначения не имеет. Следующие буквы указывают: Н – регулирование напряжения под нагрузкой (РПН), отсутствие-наличие переключения без возбуждения (ПБВ); Г – грозоупорный; А – автотрансформатор (в начале условного обозначения).

За буквенными обозначениями следует номинальная мощность трансформатора (кВА) и через дробь – класс номинального напряжения обмотки ВН (кВ). В автотрансформаторах также добавляют класс напряжения обмотки СН.

Современная шкала номинальных мощностей высоковольтных трансформаторов построена так, чтобы существовали значения мощности, кратные десяти: 20, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600 кВА и т. д. Некоторое исключение составляют мощности 32000, 80000, 125000, 200000, 500000 кВА. Существуют также трансформаторы, выпущенные до 1967 г., имеющие другую шкалу номинальных мощностей: 5, 10, 20, 30, 50, 100, 180, 320, 560, 750, 1000, 1800, 5600, ..., 31500, 40500 кВА и т. д.

Возможность регулирования и изменения напряжения определяется параметрами РПН и ПБВ. Их характеристики задаются в виде максимального числа положительных и отрицательных по отношению к

основному выводу обмотки ВН или СН регулировочных ответвлений с указанием шага коэффициента трансформации Δk_T в виде $\pm n \times \Delta k_T$. Например, для РПН: $\pm 6 \times 1,5\%$, $\pm 8 \times 1,5\%$, $\pm 10 \times 1,5\%$, $\pm 9 \times 1,78\%$, $\pm 12 \times 1\%$; для ПБВ: $\pm 2 \times 2,5\%$.

Раздел 5. Типы конфигураций электрических сетей

Конфигурация электрической сети определяет её основные возможности, связанные со степенью надёжности электроснабжения, экономичностью, возможностью дальнейшего расширения и прочее.

Тема 5.1. Магистральные и радиальные сети, разомкнутые и замкнутые сети

В зависимости от схемы различают следующие типы конфигурации электрических сетей (рис.5.1.) [5,6]:

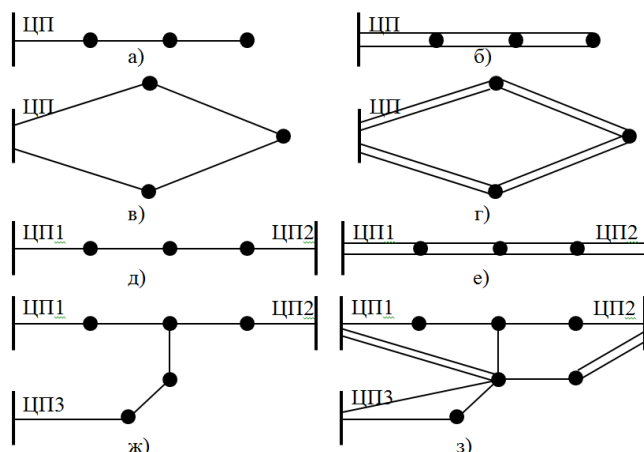


Рис.5.1. Основные типы конфигурации электрических сетей.

- Одиная радиальная сеть (рис.5.1.а). Является наиболее дешёвой, и наименее надёжной. Проектируется, как правило, при малых мощностях нагрузок и при наличии возможности резервирования по сети среднего или низкого напряжений.
- Двойная радиальная сеть (рис.5.1.б). Две линии, построенные на одних или разных опорах позволяют обеспечить резервирование питания потребителей. Равномерная нагрузка обеих линий такой сети способствует минимизации потерь. При этом, за счёт раздельной работы линий не наблюдается увеличения токов коротких замыканий на смежных участках сети.
- Одиная и двойная замкнутые кольцевые сети (рис.5.1.в,г). Применяются при электроснабжении района от одного центра питания. В таких схемах не наблюдается роста токов коротких замыканий в примыкающих сетях. Также обеспечивается возможность использования простых схем присоединения подстанций.
- Замкнутая одиная сеть (рис.5.1.д). Соединяет два центра питания и является результатом поэтапного развития сети между ними. Основным достоинством такой конфигурации является возможность охвата сетями большой территории при малой суммарной длине линий. Однако в таких сетях наблюдается неэффективное потокораспределение при соединении центров питания разных напряжений. Высокие значения токов коротких замыканий требуют секционирования такой сети в нормальных режимах.
- Замкнутая двойная сеть (рис.5.1.е). Применяется при высокой плотности нагрузок.
- Узловая сеть. Имеет большую степень надёжности по сравнению с (рис.5.1.д,е) за счёт присоединения к трём ЦП. Однако плохо управляется и требует сложной узловой подстанции. Такая сеть является вынужденной мерой при возникновении технических ограничений для дальнейшего использования (рис.5.1.д).
- Многоконтурная сеть. Является следствием неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения центров питания. К недостаткам таких сетей относятся, прежде всего, сложность обеспечения оптимального режима и повышенные уровни токов коротких замыканий.

Тема 5.2. Режимы работы нейтрали электрических сетей

Под режимом работы нейтрали электрической сети понимается способ заземления нейтральной точки трансформатора, от которого данная сеть питается. Известны следующие режимы работы нейтрали [1]:

- Глухозаземлённая нейтраль в сетях до 1 кВ, применяется для обеспечения безопасности человека. Нейтральная точка трансформаторов соединяется с системой заземления (рис.5.2), при этом соединение фазы и заземлённого корпуса электрооборудования приводит к возникновению больших токов, которые способствуют немедленному срабатыванию устройств защиты и отключению повреждённой электроустановки.

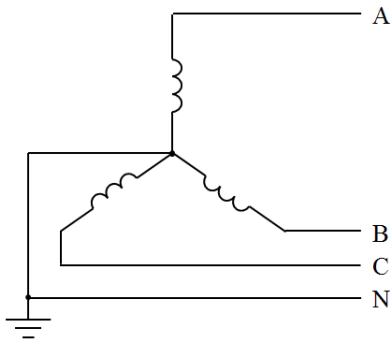


Рис.5.2. Схема сети с глухозаземлённой нейтралью напряжением до 1кВ.

Сети напряжением до 1 кВ выполняются четырёх и пяти проводными. В последнем случае пятый провод, называемый защитным проводником, используется вместе с устройством защитного отключения [1,22].

- Изолированная нейтраль в сетях 6 ÷ 35 кВ применяется в целях повышения надёжности работы этих сетей. Так как протяженность таких сетей очень велика, и поскольку зачастую сети 6 ÷ 10 кВ имеют кабельное исполнение, то вероятность замыкания фазы с землёй велика. Для обеспечения работоспособности сетей 6 ÷ 35 кВ в таких условиях необходимо чтобы замыкание фазы и земли не приводило к отключению сети защитными устройствами, поэтому нейтральная точка трансформатора изолируется от земли (рис.5.3).

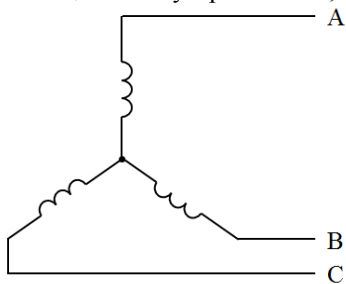


Рис.5.3. Схема сети с изолированной нейтралью напряжением 6 ÷ 35 кВ.

Следует отметить, что при однофазном замыкании напряжение относительно земли в двух других неповреждённых фазах увеличивается в $\sqrt{3}$ раз. Поэтому фазная изоляция сетей 6 ÷ 35 кВ рассчитывается и проектируется на линейное напряжение. Кроме того, для таких сетей характерно протекание в точке замыкания фазы на землю небольшого тока, который обусловлен наличием электрической ёмкости между фазами и землёй. Величина этого тока зависит, прежде всего, от длины линии и её типа.

- Глухозаземлённая нейтраль в сетях 110 кВ и выше, применяется по экономическим соображениям. При отсутствии заземления нейтрали в таких сетях замыкание фазы на землю приводило бы к росту напряжения относительно земли до линейного в неповреждённых фазах. Однако изготовление фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, в таких сетях экономически не оправдано. По этой причине в сетях напряжением 110 кВ и выше недопустимы перенапряжения, аналогичные сетям с глухозаземлённой нейтралью. Для защиты от подобных режимов нейтраль трансформаторов заземляется (рис.5.4), и замыкание фазы с землёй приводит к возникновению больших токов, которые отключаются устройствами защиты.

Сети 110 кВ и выше выполняются трёх проводными, причём в подавляющем большинстве случаев линии электропередачи выполняются воздушными, поэтому их надёжность достаточно велика.

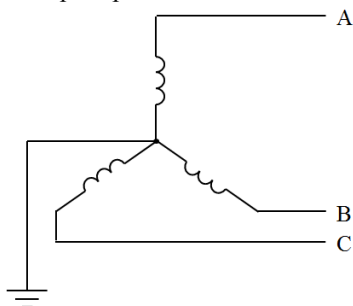


Рис.5.4. Схема сети с глухозаземлённой нейтралью напряжением 110кВ и выше.

- Компенсированная нейтраль в сетях 6 ÷ 35 кВ применяется в случаях, если величина емкостного тока однофазного замыкания на землю достаточно велика, что может приводить к возникновению дуги, способной вызвать повреждение оборудования или пожар. Для компенсации емкостного тока в нейтраль трансформатора включается специальный регулируемый реактор (рис.5.5).

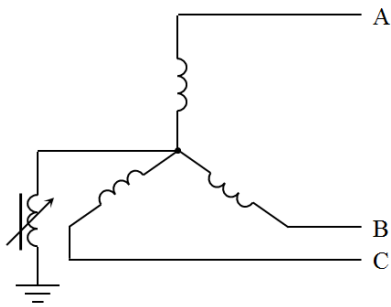


Рис.5.5 Схема сети с компенсированной нейтралью напряжением 6 ÷ 35 кВ.

Компенсация нейтрали применяется при наличии длинных линий с большими токами замыкания на землю, а также в пожароопасных и взрывоопасных электроустановках [1].

Раздел 6. Электрические нагрузки узлов электрических сетей

При расчётах режимов электрических сетей должны быть учтены характеристики электрических нагрузок потребителей, основными из которых являются величины активной P и реактивной мощности Q .

В подавляющем большинстве случаев мощности нагрузок электрической сети изменяются во времени. Кроме этого величина нагрузок определяется параметрами электрического режима – напряжением U и частотой f сети.

При проектировании развития электроэнергетических систем изменение электрических нагрузок учитывается только во времени. При анализе нормальных установившихся эксплуатационных режимов, сбалансированных по активной мощности, осуществляется учёт зависимости нагрузок по напряжению.

Аналитическое описание зависимостей электрических нагрузок от времени может быть представлено в виде двумерных графиков электрических нагрузок.

Тема 6.1. Графики электрических нагрузок, основные показатели графиков электрических нагрузок

Изменение электропотребления во времени является одной из основных естественных характеристик электрических нагрузок [6,10]. Оно определяется технологическими процессами производства и бытовым ритмом жизни населения. Изменение электрических нагрузок во времени может представляться графически, аналитически или в виде таблиц. Графики изменения нагрузок могут представлять собой плавные (рис.6.1.а), ломаные или ступенчатые кривые (рис.6.1.б), построенные в прямоугольной системе координат. Графики нагрузок могут отражать изменение во времени тока или активной, реактивной и полной мощности. В зависимости от поставленной цели они могут быть построены для часа, суток, месяца или года.

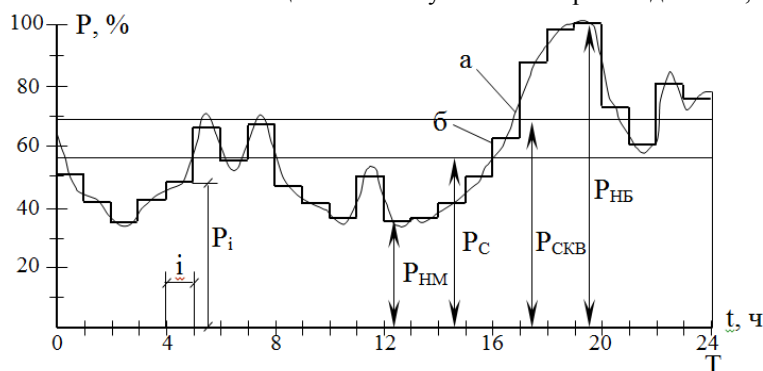


Рис.6.1. Суточный график активной мощности

Основной характеристикой графика электрических нагрузок является «греющий» максимум $P_{НБ}$, который определяет нагрев элемента системы электроснабжения – линии, трансформатора и т. д. В настоящее время величина «греющего» максимума, с учётом постоянной времени нагрева, принимается как среднее значение нагрузки за время 30 минут [1,6].

Используя график электрической нагрузки, заданный в аналитическом $P(t)$ или численном P_i виде можно определить потреблённую электроэнергию:

$$W_p = \int_0^T P(t) dt \quad (6.1)$$

$$W_p = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i \quad (6.2)$$

где n – количество интервалов осреднения на ступенчатом графике нагрузок.

Чем больше интервалов n на осреднённом графике, тем ближе значение (6.2) к точному значению (6.1).

Неравномерность электропотребления характеризуется коэффициентом неравномерности, равным отношению наименьшей нагрузки P_{HM} к наибольшей P_{HB} [9]:

$$k_{HP} = \frac{P_{HM}}{P_{HB}} \quad (6.3)$$

Важной характеристикой электропотребления является средняя нагрузка за интервал времени T . Значения активной и реактивной мощности в аналитическом и численном виде соответственно можно определить как:

$$P_C = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T P \, dt = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{W_P}{T} \quad (6.4)$$

$$Q_C = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T Q \, dt = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i \quad (6.5)$$

Аналогично (6.4-6.7) можно определить среднюю полную мощность S_{CP} и средний ток I_{CP} .

Для оценки величины потерь энергии в элементах электрических сетей используется величина среднеквадратичной нагрузки за интервал времени T :

$$P_{CKB}^2 = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T P^2 \, dt = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i \quad (6.6)$$

и соответствующий среднеквадратичный ток:

$$I_{CKB}^2 = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T I^2 \, dt = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot t_i \quad (6.7)$$

Для оценки равномерности и плотности электропотребления используются также коэффициент заполнения графика нагрузок:

$$k_3 = \frac{P_C}{P_{HB}} \leq 1 \quad (6.8)$$

и коэффициент формы:

$$k_\phi = \frac{P_{CKB}}{P_C} \geq 1 \quad (6.9)$$

Анализ выражений (6.8) и (6.9) показывает, что чем равномернее электропотребление, тем ближе коэффициенты заполнения и формы к единице.

Тема 6.2. Время использования максимальных нагрузок

Если перестроить реальный годовой график нагрузки в порядке уменьшения ординат, в независимости от времени их появления, то полученный график будет соответствовать годовому графику по продолжительности [6,10] (рис.6.2.).

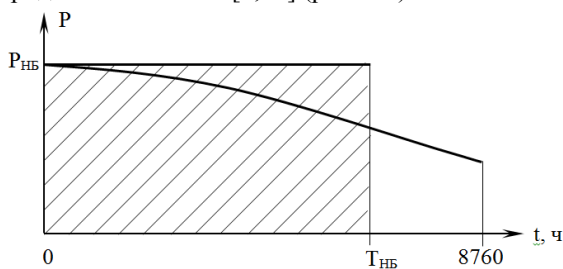


Рис.6.2. Годовой график по продолжительности

Исходя из рисунка 6.2, площадь криволинейной фигуры, ограниченной годовым графиком по продолжительности равна потреблённой за год энергии, и равна площади заштрихованной фигуры. Тогда можно записать:

$$P_{HB} \cdot T_{HB} = \int_0^T P \, dt \quad (6.10)$$

откуда:

$$T_{HB} = \frac{\int_0^T P \, dt}{P_{HB}} \quad (6.11)$$

где: T_{HB} – время использования наибольших нагрузок – это условное время, в течение которого элемент сети, работая с максимальной нагрузкой, передает такое же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику нагрузки.

Выражение (1.67) можно переписать для токов, с использованием численного интегрирования:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\sum_{i=1}^n I_i \cdot t_i}{I_{\text{НБ}}} \quad (6.12)$$

где: $I_{\text{НБ}}$ – наибольшее значение тока нагрузки.

В инженерных расчётах величина $T_{\text{НБ}}$ используется для выбора площади сечения проводов вместе с экономической плотностью тока [10].

Тема 6.3. Время максимальных потерь

Наряду с временем максимальных нагрузок $T_{\text{НБ}}$ в практике проектирования электрических сетей используется время максимальных потерь τ – условное время, в течение которого элемент электрической сети, работая с максимальной нагрузкой, будет иметь такие же потери энергии за год, что и при работе по реальному графику нагрузки.

В численном виде время максимальных потерь:

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot t_i}{I_{\text{НБ}}^2} \quad (6.13)$$

В случае криволинейного графика выполняется условие $\tau < T_{\text{НБ}}$, однако если график нагрузки постоянен во времени, тогда $\tau = T_{\text{НБ}}$.

Для определения величины времени максимальных потерь часто используется эмпирическое выражение [6]:

$$\tau = (1,24 + T_{\text{НБ}} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 \quad (6.14)$$

или [6]:

$$\tau = 2T_{\text{MAX}} - 8760 + \frac{8760 - T_{\text{MAX}}}{1 + \frac{T_{\text{MAX}}}{8760} - 2 \frac{P_{\text{MIN}}}{P_{\text{MAX}}}} \left(1 - \frac{P_{\text{MIN}}}{P_{\text{MAX}}} \right) \quad (6.15)$$

Выражение (6.14) применяется для расчетов линий районных электрических сетей 35÷220кВ.

Тема 6.4. Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП

В общем случае, потери активной мощности в линии электропередачи можно определить согласно выражению [6,25]:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (6.16)$$

где R – активное сопротивление ЛЭП.

Если дана полная мощность, то (6.16) можно записать как:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} \cdot R \quad (6.17)$$

С другой стороны полная мощность равна:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (6.18)$$

Тогда выражение (6.17) с учетом (6.18) примет вид:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \quad (6.19)$$

Потери реактивной мощности равны:

$$\Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot X \quad (6.20)$$

Аналогично (6.19) получим:

$$\Delta Q = \frac{S^2}{U^2} \cdot X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X \quad (6.21)$$

При расчетах полная мощность подставляется в [МВА], напряжение - в [кВ], сопротивление в [Ом], тогда потери полной, активной и реактивной мощности будут измеряться в [МВА]; [МВт] и [Мвар] соответственно.

В соответствии с (6.19), (6.21) можно определить способы снижения потерь активной и реактивной мощности:

- повышение номинального напряжения линии;
- уменьшение активного сопротивления линии R , путем использования провода более толстого сечения;
- разгрузка линии от потоков реактивной мощности, путем установки компенсирующих устройств.

Область применения (6.19), (6.21) – симметричная сеть, с одинаковой нагрузкой по фазам и равными сопротивлениями фаз. При этом не учитывается волновой характер передачи энергии. Данные выражения

применяются для сетей напряжением до 220 кВ включительно при всех длинах линий, и для сетей напряжением 330÷500 кВ при длинах линий до 400 км.

Для расчета потоков мощности в линии с учетом потерь рассмотрим схему, представленную на рисунке 6.3.

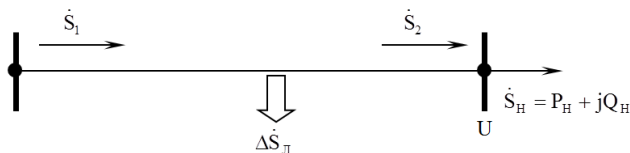


Рис.6.3. Потоки мощности в линии с учетом потерь.

Согласно рис.6.3, мощность, потребляемая нагрузкой \dot{S}_H равна потоку мощности \dot{S}_2 в конце линии. Тогда для потока в начале линии можно записать:

$$\dot{S}_1 = \dot{P}_1 + j\dot{Q}_1 = \dot{S}_2 + \Delta\dot{S}_{\text{л}} = \left[\dot{S}_2 + \Delta P_{\text{л}} \right] + j \left[\dot{Q}_2 + \Delta Q_{\text{л}} \right] \quad (6.22)$$

Если линия состоит из n участков с разными характеристиками (рис.6.4), то суммарные потери активной и реактивной мощности в линии определяются следующим образом:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_i \quad (6.23)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_i \quad (6.24)$$

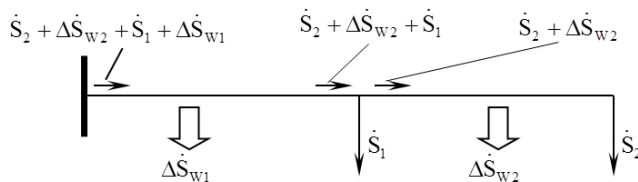


Рис.6.4. Расчет потоков мощности в линии с двумя участками.

Потери мощности в ЛЭП связаны с нагревом проводников и расходом энергии на ионизацию воздуха при короне. Потери делятся на нагрузочные и потери холостого хода. Нагрузочные потери – потери в сопротивлениях, величина которых зависит от протекающего тока. Потери холостого хода – потери в проводимостях. Их величина зависит от квадрата напряжения, приложенного к этим проводимостям. В целом сумма нагрузочных потерь и потерь холостого хода представляет собой технические потери [6,25]. Существуют также коммерческие потери [6,25], в которые входят потери при воровстве электроэнергии, а также потери, обусловленные погрешностью средств учета (счетчиков).

В общем виде, при постоянной нагрузке ЛЭП, потери активной энергии определяются согласно выражению:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t \quad (6.25)$$

где $\Delta P = \text{const}$ – потери активной мощности при неизменной нагрузке; t – время работы ЛЭП.

Однако в подавляющем большинстве случаев линии работают с переменным во времени графиком нагрузки, поэтому использование выражения (6.25) невозможно и необходимо применять один из следующих методов расчета [6,10]:

- метод графического интегрирования;
- метод среднеквадратичного тока;
- метод времени максимальных потерь.

Тема 6.5. Методы графического интегрирования, среднеквадратичного тока и времени максимальных потерь электрических нагрузок

Если представить в графическом виде зависимость квадрата тока элемента электрической сети от времени, то площадь ограниченной графиком I^2 фигуры пропорциональна величине потерь энергии в данном элементе (рис.6.5) [6,10].

Согласно методу графического интегрирования, потери энергии за период времени, изменяющийся от 0 до T , для общего случая, определяются по выражению [6,10,25]:

$$\Delta W = 3 \cdot R \int_0^T I^2 dt \quad (6.26)$$

где $I(t)$ – ток в момент времени t .

В случае невозможности аналитического описания функции $I(t)$, используется численное интегрирование:

$$\Delta W = 3 \cdot R \sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot t_i \quad (6.27)$$

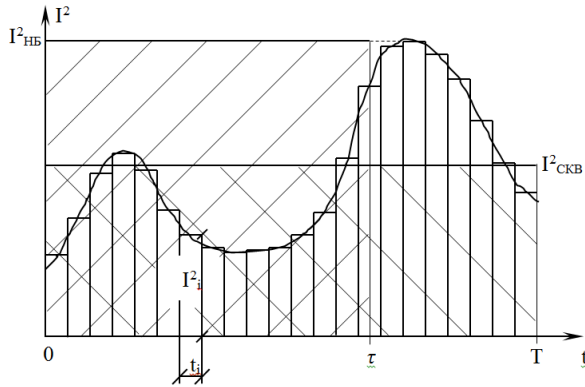


Рис.6.5 Аналитическое и численное представление зависимости квадрата тока ЛЭП от времени.

Если известна зависимость полной мощности от времени, тогда выражение (6.27) примет вид:

$$\Delta W = R \sum_{i=1}^n \frac{S_i^2}{U_i^2} \cdot t_i \quad (6.28)$$

где S_i , U_i – полная мощность и напряжение в момент времени i .

При использовании (6.28) желательно использовать напряжение U_i из той же точки схемы, где снималось значение мощности S_i . Однако вместо U_i может быть использовано значение номинального напряжения $U_{н}$. При этом точность определения ΔW может незначительно снижаться.

Среди прочих методов определения потерь энергии, метод графического интегрирования является самым точным, однако он также является и самым трудоемким [25]. Наиболее часто этот метод применяется при расчетах на ЭВМ. Метод графического интегрирования используется как эталонный метод, для проверки точности других методов.

Среднеквадратичный ток $I_{СКВ}$ – условный ток, неизменный по величине, который, протекая по линии, в течение времени T , создает такие же потери, что и реальный ток, соответствующий графику нагрузок. Аналитически это можно выразить как:

$$3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2 dt = 3 \cdot R \cdot I_{СКВ}^2 \cdot T$$

Отсюда можно выразить среднеквадратичный ток:

$$I_{СКВ} = \sqrt{\frac{\int_0^T I^2 dt}{T}} \quad (6.29)$$

Тогда потери энергии по методу среднеквадратичного тока равны:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot I_{СКВ}^2 \cdot T \quad (6.30)$$

Если известна среднеквадратичная мощность $S_{СКВ}$, то (6.30) можно переписать в виде:

$$\Delta W = \frac{S_{СКВ}^2}{U^2} \cdot R \cdot T \quad (6.31)$$

Для облегчения расчётов потерь энергии $I_{СКВ}$ можно определять по эмпирическим зависимостям, в частности для сетей напряжением 6÷35 кВ применяется следующее выражение [6]:

$$I_{СКВ} = I_{нб} \cdot \sqrt{1,12 + T_{нб} \cdot 10^{-4}} \quad (6.32)$$

Физический смысл $I_{СКВ}$ заключается в том, что это такой условный ток, который дает потери энергии, что и реальный изменяющийся во времени ток. Таким образом, площадь фигуры, ограниченной графиком квадрата тока изменяющейся нагрузки равна площади прямоугольника, ограниченной $I_{СКВ}^2$ и T (рис.6.5).

В соответствии с определением времени максимальных потерь можно записать следующее равенство:

$$3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2 dt = 3 \cdot R \cdot I_{нб}^2 \cdot \tau \quad (6.33)$$

Откуда, в аналитическом виде:

$$\tau = \frac{\int_0^T I^2 dt}{I_{нб}^2} \quad (6.34)$$

Таким образом, потери энергии в линии равны:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot I_{нб}^2 \cdot \tau \quad (6.35)$$

При заданной полной мощности:

$$\Delta W = \frac{S_{\text{НБ}}^2}{U^2} \cdot R \cdot \tau \quad (6.36)$$

Метод времени максимальных потерь с использованием выражений (6.35) и (6.36) является самым распространенным, однако его точность определяется погрешностью расчёта τ , при этом использование выражения (6.13) эквивалентно применению метода графического интегрирования и имеет минимальную погрешность при высокой трудоёмкости. С другой стороны выражения (6.14) и (6.15) имеют увеличенную погрешность при меньших затратах.

Тема 6.6. Потери мощности на корону

Известно [6,26], что потери энергии холостого хода воздушной линии электропередачи преимущественно состоят из потерь на корону, а также потерь от токов утечки по изоляторам.

В общем случае корона это один из видов самостоятельного электрического разряда в газах в резко неоднородном электрическом поле. При этом на поверхности проводов воздушных линий высокого и сверхвысокого напряжения возникает высокая напряженность электрического поля [26], величина которой может превышать значение электрической прочности воздуха и как следствие вблизи проводов зажигаются многочисленные частичные разряды [26]. Эта ионизированная зона, насыщенная электронами, называемая чехлом короны, внешне проявляется в виде свечения вдоль всего провода, хорошо заметного в сумерках или в темное время суток [26]. Если коронирование охватывает провод по всей его длине, это явление называется общей короной [3,26].

В чехле короны за счет процессов ударной ионизации происходит непрерывное образование и перемещение заряженных частиц обоих знаков. Этот процесс обуславливает ток короны, который на несколько порядков превышает ток утечки по изоляторам линии. Поскольку перемещение заряда в электрическом поле требует затрат энергии, то коронирование проводов сопровождается потерями энергии, которые определяются значением тока короны. Эти потери в определенных условиях (при плохой погоде) могут достигать больших значений и быть соизмеримыми с потерями энергии на нагрев проводов [3,26].

Таким образом, коронирование проводов линии приводит к дополнительным потерям активной мощности и энергии, что снижает КПД линии и вызывает значительные радиопомехи в зоне, прилегающей к линии [3].

Для снижения тока короны необходимо увеличить поверхность провода [3,26]. Это может быть достигнуто как за счет увеличения радиуса одиночного провода, так и путем распределения заряда фазы по нескольким проводам, т.е. применением так называемых расщепленных проводов. На практике используются оба пути, для линий 110—220 кВ, как известно, ограничивается минимально допустимое сечение (радиус провода) по условиям короны, для линий более высокого напряжения применяются расщепленные провода [3,6,26].

Величина потерь мощности на корону зависит от площади сечения провода, рабочего напряжения, конструкции фазы и вида погоды (хорошая, влажная, сухой снег, изморозь). Фактические значения удельных потерь на корону $\Delta P_{\text{к}_0} \left[\frac{\text{кВт}}{\text{км}} \right]$ находят экспериментальным путём с учётом продолжительности различных видов погоды в соответствующих регионах и приводят в справочниках [27]. Полное значение потерь мощности на корону ВЛ длиной ℓ определяется по выражению:

$$\Delta P_{\text{КОР}} = \Delta P_{\text{к}_0} \cdot \ell \quad (6.37)$$

Детальное рассмотрение процессов коронирования осуществляется в курсах дисциплин «Техника высоких напряжений», «Изоляция и перенапряжения» и «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения».

Тема 6.7. Потери мощности при равномерно распределенной нагрузке

В процессе проектирования электрических сетей систем электроснабжения возникают задачи, связанные с расчётом потерь мощности при равномерно распределённой нагрузке [5,6]. Такая задача особенно актуальна при оценке технико-экономических показателей систем освещения. Схема сети длиной L , имеющей равномерно распределённую с шагом $d\ell$ нагрузку Δi представлена на рисунке 6.6.

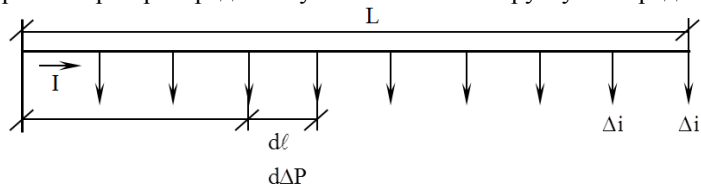


Рис.6.6. Линия с равномерно распределенной по длине нагрузкой.

Ток в линии I_ℓ на расстоянии ℓ от начала линии равен:

$$I_\ell = \Delta i \cdot \left(\int_0^L \dots \right) \quad (6.38)$$

Суммарные потери мощности в линии равны:

$$\Delta P = 3 \int_0^L d(\Delta P) \quad (6.39)$$

где $d\Delta P$ – потери активной мощности на участке линии $d\ell$.

При этом:

$$d(\Delta P) = I_\ell^2 \cdot r_0 \cdot d\ell \quad (6.40)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии.

Тогда (6.39) с учетом (6.38) и (6.40) можно переписать как:

$$\Delta P = 3 \cdot \Delta i^2 \cdot r_0 \int_0^L \left(\int_0^L \dots \right) d\ell \quad (6.41)$$

Проинтегрировав (6.41) по $d\ell$ получим:

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3 \cdot \Delta i^2 \cdot r_0 \left. \frac{\int_0^L \int_0^L \dots}{3} \right|_L^0 = \Delta i^2 \cdot r_0 \cdot L^3 - \Delta i^2 \cdot r_0 \cdot 0 = \\ &= \Delta i^2 \cdot r_0 \cdot L^3 = \frac{I^2}{L^2} \cdot r_0 \cdot L^3 = I^2 \cdot R_{\text{л}} \end{aligned} \quad (6.42)$$

С другой стороны при сосредоточенной нагрузке:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{л}} \quad (6.43)$$

Таким образом, потери мощности при равномерно распределенной нагрузке в 3 раза меньше чем потери при той же нагрузке, сосредоточенной в конце линии.

Тема 6.8. Расчет потерь мощности и энергии в двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторах

Как отмечалось ранее, потери в двухобмоточном трансформаторе определяются нагрузочной составляющей и потерями холостого хода (рис.6.7).

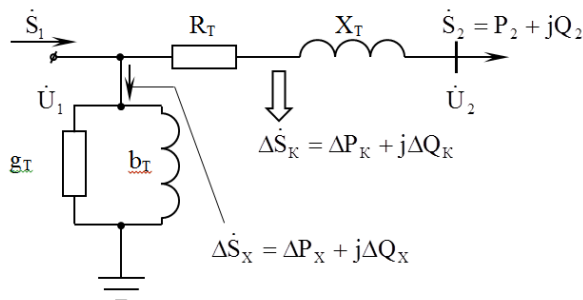


Рис.6.7. К вопросу определения потерь мощности и энергии в двухобмоточном трансформаторе.

На рис.6.7. показаны следующие величины: \dot{U}_1 – первичное напряжение трансформатора; \dot{U}_2 – вторичное напряжение, приведенное к первичной обмотке; ΔP_K – активные потери короткого замыкания на нагрев обмоток (потери в меди); ΔP_X – активные потери холостого хода на перемагничивание стали и создание вихревых токов (потери в стали); ΔQ_K – реактивные потери, определяющиеся намагничивающей мощностью трансформатора; ΔQ_X – реактивные потери короткого замыкания на создание потоков рассеяния.

Тогда составляющие активных и реактивных потерь мощности в трансформаторе равны [5,6]:

$$\Delta P_{\text{TP}} = \Delta P_K + \Delta P_X \quad (6.44)$$

$$\Delta Q_{\text{TP}} = \Delta Q_K + \Delta Q_X \quad (6.45)$$

Потери полной мощности в трансформаторе определяются как сумма (6.44) и (6.45):

$$\Delta \dot{S}_{\text{TP}} = \Delta P_{\text{TP}} + j\Delta Q_{\text{TP}} \quad (6.46)$$

Тогда мощность, потребляемая трансформатором из сети равна:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S}_{\text{TP}} \quad (6.47)$$

В общем случае расчёт потерь может осуществляться как по параметрам схемы замещения, так и по паспортным данным трансформатора:

– по параметрам схемы замещения:

Потери активной и реактивной мощности соответственно:

$$\Delta P_{\text{TP}} = \frac{1}{n} \cdot \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_1^2} \cdot R_T + n \cdot U_1^2 \cdot g_T \quad (6.48)$$

$$\Delta Q_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_1^2} \cdot X_T + n \cdot U_1^2 \cdot b_T \quad (6.49)$$

где: n – число параллельно соединенных трансформаторов на подстанции

– по паспортным данным:

Потери активной мощности:

$$\Delta P_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K.HOM} \frac{S_2^2}{S_{HOM}^2} + n \cdot \Delta P_{X.HOM} \quad (6.50)$$

где $\Delta P_{K.HOM}$, $\Delta P_{X.HOM}$ – паспортные значения активных потерь короткого замыкания и холостого хода.

Учитывая, что величина $\frac{S_2}{S_{HOM}}$ представляет собой коэффициент загрузки трансформатора K_3 , выражение

(6.50) можно переписать в виде:

$$\Delta P_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K.HOM} \cdot K_3^2 + n \cdot \Delta P_{X.HOM} \quad (6.51)$$

Аналогично (6.51) потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \Delta Q_{K.HOM} K_3^2 + n \cdot \Delta Q_{X.HOM} \quad (6.52)$$

Применительно к паспортным данным двухобмоточного трансформатора:

$$\Delta Q_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{K\%}}{100} \cdot S_{HOM} \cdot K_3^2 + n \cdot \frac{I_{X\%}}{100} \cdot S_{HOM} \quad (6.53)$$

В отличие от двухобмоточного трансформатора величина потерь в трехобмоточном складывается из нагрузочных потерь в трёх обмотках и потерь холостого хода (рис.6.8).

Без учета потерь выражение баланса мощностей для обмоток имеет вид:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \dot{S}_3$$

Активные потери в трансформаторе по параметрам схемы замещения:

$$\Delta P_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{BH}^2} \cdot R_{T1} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{BH}^2} \cdot R_{T2} + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{BH}^2} \cdot R_{T3} \right) + n \cdot U_{BH}^2 \cdot g_T \quad (6.54)$$

где U_{BH} – номинальное напряжение обмотки ВН.

Выразив (6.54) через паспортные данные получим:

$$\Delta P_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \left(\Delta P_{KB} \cdot K_{31}^2 + \Delta P_{KC} \cdot K_{32}^2 + \Delta P_{KH} \cdot K_{33}^2 \right) + n \cdot \Delta P_X \quad (6.55)$$

где $K_{31}; K_{32}; K_{33}$ – коэффициенты загрузки обмоток высокого, среднего и низкого напряжений.

Если в паспортных данных трансформатора указано только одно значение $\Delta P_{K.B-H}$, то в (6.55) потери короткого замыкания обмоток принимаются равными между собой:

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{KC} = \Delta P_{KH} = 0,5 \Delta P_{K.B-H} \quad (6.56)$$

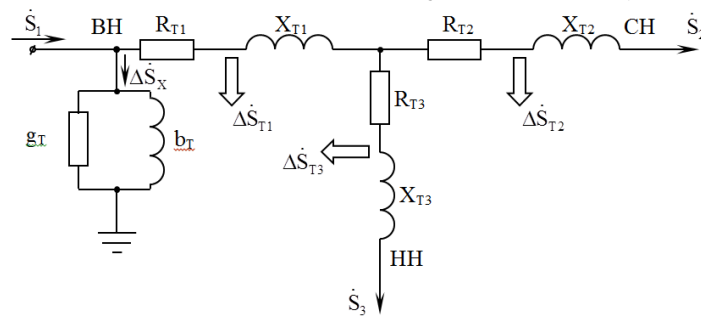


Рис.6.8. К вопросу определения потерь мощности и энергии в трехобмоточном трансформаторе.

Реактивные потери в трансформаторе, выраженные через параметры схемы замещения:

$$\Delta Q_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{BH}^2} \cdot X_{T1} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{BH}^2} \cdot X_{T2} + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{BH}^2} \cdot X_{T3} \right) + n \cdot U_{BH}^2 \cdot b_T \quad (6.57)$$

Аналогично для паспортных величин:

$$\Delta Q_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{U_{KB}}{100} \cdot K_{31}^2 + \frac{U_{KC}}{100} \cdot K_{32}^2 + \frac{U_{KH}}{100} \cdot K_{33}^2 \right) \cdot S_{HOM} + n \cdot \frac{I_{X\%}}{100} \cdot S_{HOM} \quad (6.58)$$

Для расчетов потерь мощности в автотрансформаторе используются выражения, аналогичные (6.54) – (6.58).

Потери энергии в трансформаторах можно представить как сумму двух слагаемых:

$$\Delta W_{TP} = \Delta W' + \Delta W'' \quad (6.59)$$

где $\Delta W'$ – потери, зависящие от загрузки трансформатора (потери в меди); $\Delta W''$ – потери, не зависящие от загрузки трансформатора (потери в стали).

Тогда выражение для расчета активных потерь энергии в n параллельно включенных двухобмоточных трансформаторах будет иметь вид:

$$\Delta W_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K.HOM} \cdot \frac{S^2}{S_{HOM}^2} \cdot \tau + n \cdot \Delta P_{X.HOM} \cdot T_p \quad (6.60)$$

где S – мощность, передаваемая через один трансформатор; T_p – время работы трансформатора.

Если трансформатор работает без перерывов в течении года, то $T_p = 8760$ ч.

Таким образом, исходя из (6.60), при увеличении количества трансформаторов потери в стали увеличиваются, а потери в меди уменьшаются.

Расчёт потерь активной энергии в трёхобмоточных и автотрансформаторах можно осуществить по выражению, полученному из (6.55):

$$\Delta W_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \left(P_{KB} \cdot K_{31}^2 \cdot \tau_1 + \Delta P_{KC} \cdot K_{32}^2 \cdot \tau_2 + \Delta P_{KH} \cdot K_{33}^2 \cdot \tau_3 \right) + n \cdot \Delta P_X \cdot T_p \quad (6.61)$$

где $\tau_1; \tau_2; \tau_3$ – время максимальных потерь для обмоток высокого, среднего и низкого напряжений.

Тема 6.9. Задание нагрузок и генераторов при расчете установившихся режимов

Известно, что при расчёте электрических режимов, одной из основных характеристик электрической нагрузки является её статическая характеристика по напряжению (СХН) (рис.6.9; рис.6.10. кривые 1,2) [6,13]. Учёт этой характеристики необходим в случаях, когда наблюдаются значительные отклонения напряжения от номинального значения, и использование упрощенных способов задания нагрузки может дать значительную погрешность при расчётах режимов. К таким режимам относятся тяжёлые, послеаварийные (ремонтные) режимы в сетях с трансформаторами без РПН и иных средств регулирования напряжения [13].

Однако в большинстве эксплуатационных и проектных расчётов нормальных режимов достаточная степень точности может быть достигнута упрощенными способами задания нагрузок [6]:

- Неизменным по модулю и фазе током;
- Неизменной активной и реактивной мощностью;
- Неизменными проводимостью и сопротивлением нагрузки.

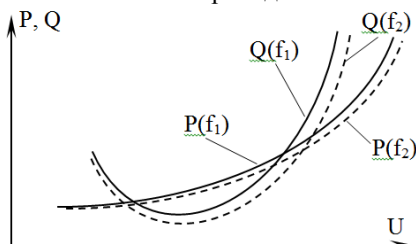


Рис.6.9. Статические характеристики нагрузки по напряжению при различных значениях частоты.

При задании нагрузки неизменным по модулю и фазе током ($I = \text{const}$) мощность нагрузки определяется как (рис.6.10. кривая 3):

$$\underline{S} = \sqrt{3} \cdot \dot{U} \cdot \dot{I}^* \quad (6.62)$$

где $\dot{I} = \text{const}$ – сопряжённый комплекс тока, задаваемый неизменной величиной; \dot{U} – расчётное значение напряжения в узле.

Такая форма задания нагрузки рекомендуется при расчёте режимов низковольтных сетей с номинальным напряжением до 35 кВ [6]. В сетях 110 кВ и выше, этот способ приводит к существенным погрешностям при вычислении режимов.

В случае задания нагрузки неизменной активной и реактивной мощностью (рис.6.10. кривая 4) используется выражение[6]:

$$\underline{S} = P + jQ = \text{const} \quad (6.63)$$

Такой вариант не учитывает изменения нагрузки при изменении напряжения, поэтому он применяется только при расчётах режимов сетей, имеющих незначительные отклонения напряжения от номинальных значений, при наличии средств стабилизации напряжения на шинах нагрузки. При значительных отклонениях напряжения в сети данный способ учёта нагрузок не рекомендован вследствие возникновения значительных погрешностей[6].

Последний способ задания нагрузки предполагает её моделирование постоянными сопротивлениями или проводимостями (рис.6.10. кривая 5) в соответствии с выражениями:

$$P = \frac{U^2}{R_H} = G_H \cdot U^2 \quad (6.64)$$

$$Q = \frac{U^2}{X_H} = B_H \cdot U^2 \quad (6.65)$$

где $(R_H; X_H; G_H; B_H) = \text{const}$ – активные и реактивные сопротивления и проводимости, задаваемые постоянными величинами; U – напряжение на нагрузке.

Использование постоянных сопротивлений и проводимостей даёт более точные результаты, чем учёт нагрузки в виде неизменных мощностей [6].

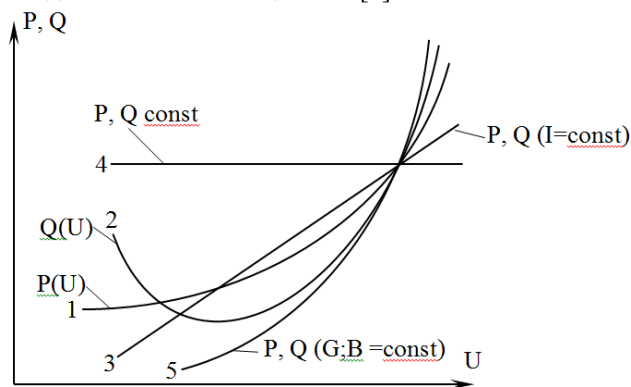


Рис.6.10. Виды статических характеристик нагрузок по напряжению.

Таким образом, выбор статической характеристики нагрузки по напряжению определяется видом расчётного режима и требуемой точностью вычислений. Следует отметить, что подавляющее большинство современных программно-вычислительных комплексов для расчёта электрических режимов на ЭВМ позволяют использовать реальные СХН, задаваемые при помощи полиномов.

Генераторы при расчёте установившихся режимов могут задаваться двумя различными способами:

- Неизменной генерацией ($-P = \text{const}$; $-Q = \text{const}$);
- Балансирующими по мощности ($P = \text{var}$; $Q = \text{var}$) и базисными по напряжению ($U = \text{const}$).

При расчётах установившихся режимов один из генерирующих узлов всегда представляется как базисный по напряжению, а остальные генерирующие узлы должны быть определены как узлы с неизменной генерацией. Если в ходе итерационного расчёта в базисном узле наблюдается увеличение генерации/потребления активной или реактивной мощности свыше допустимых для данного узла пределов, то возникает необходимость смены базисного по напряжению узла, после чего расчёт продолжается.

Тема 6.10. Статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте

Как отмечалось ранее, зависимости активной и реактивной мощности нагрузки от напряжения называются СХН по напряжению (рис.6.11). Также существуют зависимости мощности от частоты, которые называют СХН по частоте (рис.6.12).

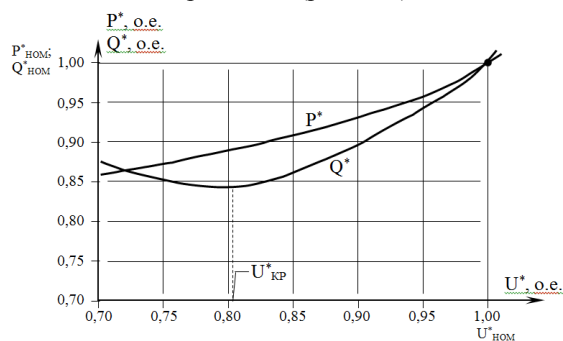


Рис.6.11. Статические характеристики нагрузки 110÷220 кВ по напряжению

Согласно рис.6.11. при небольшом снижении напряжения у потребителя в диапазоне от номинального напряжения $U_{\text{НОМ}}^*$ до критического $U_{\text{КР}}^*$ возникает уменьшение потребления нагрузкой активной P^* и реактивной Q^* мощности. При этом потери напряжения между источником и нагрузкой также снижаются, что приводит к остановке дальнейшего снижения напряжения. Этот эффект называется регулирующий эффект нагрузки по напряжению.

Однако если напряжение на шинах нагрузки снижается ниже критического значения $U_{\text{КР}}^*$, то потребление нагрузкой реактивной мощности резко возрастает, что приводит также к увеличению потерь напряжения на пути от источника до нагрузки. Это способствует дальнейшему снижению напряжения на шинах нагрузки и росту потребления Q^* . Такое явление называется «лавиной напряжения» и сопровождается резким снижением напряжения в системе, росту токов, срабатыванием противоаварийной автоматики и отключением нагрузок от источников. В подавляющем большинстве случаев величина критического напряжения находится в диапазоне $0,65 \div 0,75 U_{\text{НОМ}}^*$.

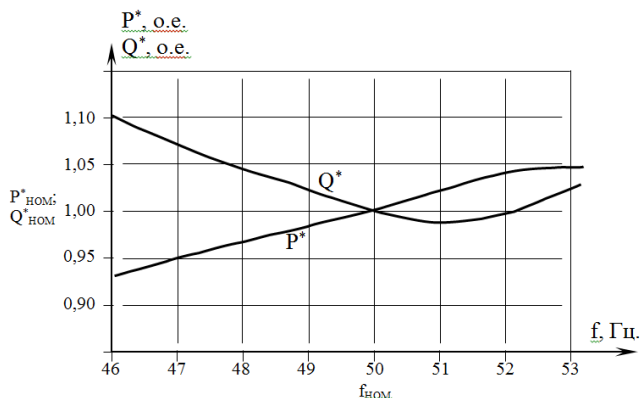


Рис.6.12. Статические характеристики нагрузки 110÷220 кВ по частоте

Для обеспечения точного учета нагрузок в электрических сетях при расчётах электрических режимов применяются модели СХН, которые в общем виде представляют собой полиномы. В большинстве практических расчётов достаточную точность моделирования СХН обеспечивают полиномы второй степени вида:

$$P^* = a_0 + a_1 \cdot U^* + a_2 \cdot (U^*)^2 \quad (6.66)$$

$$Q^* = b_0 + b_1 \cdot U^* + b_2 \cdot (U^*)^2 \quad (6.67)$$

где a_0 , a_1 , a_2 , b_0 , b_1 и b_2 – коэффициенты полиномов второй степени; U^* – относительное значение напряжения.

Коэффициенты полиномов (6.66) и (6.67) определяются составом потребителей и приводятся в литературе [5,6] (табл.6.1).

Таблица 6.1. - Коэффициенты статических характеристик нагрузок по напряжению.

$U_{НОМ}$, кВ	a_0	a_1	a_2	b_0	b_1	b_2
6-10 кВ	0,83	-0,30	0,47	4,9	-10,1	6,2
110-220 кВ				3,7	-7,0	4,3

Относительные единицы связаны с реальными выражениями:

$$P^* = \frac{P}{P_{Н.0}} \quad (6.68)$$

$$Q^* = \frac{Q}{Q_{Н.0}} \quad (6.69)$$

$$U^* = \frac{U}{U_{НОМ}} \quad (6.70)$$

где U – текущее значение напряжения; P и Q – активная и реактивная мощности, потребляемые нагрузкой при текущем значении напряжения; $P_{Н.0}$ и $Q_{Н.0}$ – активная и реактивная мощности, потребляемые нагрузкой при номинальном напряжении.

В подавляющем большинстве случаев при проектировании электрических сетей рассматриваются сбалансированные по активной мощности режимы, для которых характерны номинальные значения частоты, поэтому при анализе таких режимов СХН по частоте не учитывается. Однако, в случае расчёта тяжёлых переходных режимов учёт СХН по частоте необходим.

Раздел 7. Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов

В практике инженерных расчётов элементы электрических сетей представляются в виде соответствующих схем замещения, вид которых определяется как типом элемента, так и требуемой степенью точности расчёта. К основным элементам электрических сетей относят линии электропередачи и трансформаторы.

Тема 7.1. Расчет параметров элементов схемы замещения линии электропередачи

Для расчета режимов работы большинства электрических сетей используется «П»-образная схема замещения ЛЭП (рис.7.1), которая не учитывает волнового характера распределения электроэнергии [3,6].

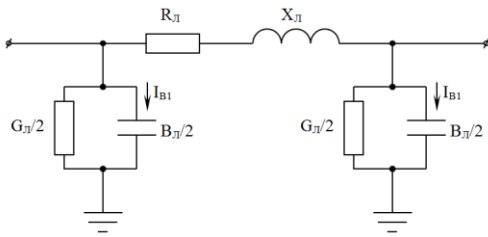


Рис.7.1. «П» - образная схема замещения ЛЭП.

Схема замещения состоит из ветви активного и индуктивного сопротивлений R_L и X_L , а также активной и емкостной проводимостей на землю G_L и B_L . Для повышения точности расчётов проводимость линии на землю разделена на две части – в начале и в конце линии. Такая схема (рис.7.1) называется схемой с сосредоточенными параметрами и даёт приемлемую точность расчётов при длинах линии до 400 км [6].

Активное сопротивление ЛЭП обуславливает потери энергии на нагрев проводников. Различают омическое сопротивление постоянному току R_{OM} и переменному току R , величины которых неодинаковы. При этом в большинстве случаев $R > R_{OM}$. Для цветных металлов разница сопротивлений не превышает 2%, поэтому в инженерных расчетах принимается, что $R_L = R_{OM}$.

$$R_{OM} = \rho \cdot \frac{\ell}{F} = r_0 \cdot \ell \quad (7.1)$$

где: ℓ - длина ЛЭП [км]; ρ - удельное сопротивление проводника $\left[\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}} \right]$; F - площадь поперечного сечения проводника [мм^2]; r_0 - удельное (погонное) сопротивление проводника $\left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right]$.

Величина удельного сопротивления зависит от материала проводника, в частности для меди $\rho_{Cu} = 18,8 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$, а для алюминия $\rho_{Al} = 31,5 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$.

С увеличением температуры активное сопротивление также увеличивается в соответствии с зависимостью вида:

$$R_t = R_{20^\circ\text{C}} \cdot \left(1 + \alpha \cdot \Delta t \right) \quad (7.2)$$

где: α - температурный коэффициент сопротивления (ТКС), который зависит от материала проводника [град^{-1}]; $R_{20^\circ\text{C}}$ - активное сопротивление проводника при температуре 20°C [Ом]; R_t - активное сопротивление проводника при температуре t [Ом]; Δt - разность температур [$^\circ\text{C}$].

Величина ТКС алюминия и меди незначительна, поэтому в большинстве практических расчетов этими изменениями пренебрегают.

В зависимости от сечения проводника его активное сопротивление может изменяться в широких пределах (рис.7.2):

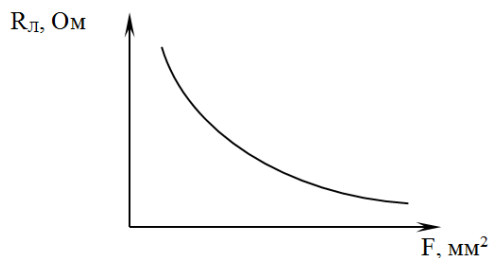


Рис.7.2. Зависимость активного сопротивления проводника от сечения

Индуктивное сопротивление линии обусловлено противо-ЭДС, возникающей при протекании по линии переменного тока. Величина индуктивного сопротивления линии X_L определяется согласно выражением:

$$X_L = x_0 \cdot \ell \quad (7.3)$$

где: x_0 - удельное (погонное) индуктивное сопротивление линии $\left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right]$.

Для большинства воздушных ЛЭП с несращеплёнными фазами величина x_0 может быть определена по выражению [6]:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \ell g \frac{D_{CP}}{r} + 12,5 \cdot \mu \quad (7.4)$$

где ℓ - длина линии [км]; D_{CP} - среднегеометрическое расстояние между фазами [м]; r - радиус проводника [м]; μ - магнитная проницаемость проводника [Гн/м].

Для цветных металлов $\mu = 1,25 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Гн}}{\text{м}}$, поэтому (7.4) можно переписать в виде [3]:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \ell g \frac{D_{CP}}{r} + 0,0157 \quad (7.5)$$

Логарифм в выражениях (7.4) и (7.5) делает величину x_0 практически не зависимой от сечения проводника (рис.7.3.)

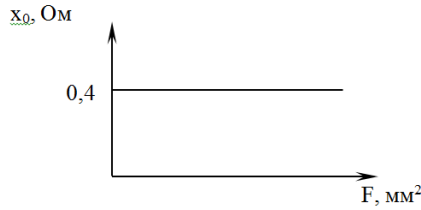


Рис.7.3. Зависимость удельного сопротивления линии от сечения.

При разных способах подвески фазных проводов (рис.7.4) среднегеометрическое расстояние между ними может быть определено согласно выражению:

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_1 \cdot D_2 \cdot D_3} \quad (7.6)$$

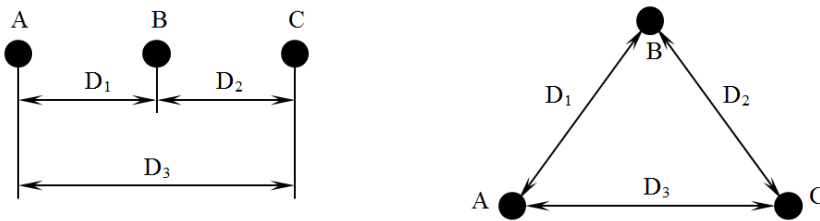


Рис.7.4. К вопросу определения среднегеометрического расстояния между фазными проводами ЛЭП.

В таблице 7.1. приведены типичные значения среднегеометрических расстояний для различных классов напряжения.

Таблица 7.1. – Среднегеометрические расстояния ЛЭП

$U_{ном}, \text{кВ}$	110	150	220	500	750
$D_{CP}, \text{м}$	5	6,5	8	15,1	19,5

Ёмкостная проводимость линии обусловлена наличием электрической ёмкости между проводниками линии и землей (рис.7.5.) и определяется согласно выражению:

$$B_{л} = b_0 \cdot \ell \quad (7.7)$$

где: b_0 – удельная (погонная) ёмкостная проводимость линии на землю $\left[\frac{\text{См}}{\text{км}} \right]$; ℓ - длина линии [км];

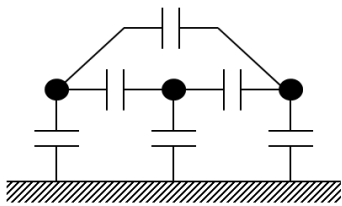


Рис.7.5. Ёмкости между проводами линии и землей.

При подключении линии к источнику переменного напряжения по ёмкостям начинает протекать ёмкостной ток линии I_B , который также называется зарядным током линии. Величина удельной ёмкостной проводимости b_0 для ЛЭП с нерасщеплёнными фазными проводами может быть определена по выражению:

$$b_0 = \frac{7,58}{\ell g \left(\frac{D_{CP}}{r} \right)} \cdot 10^{-6} \quad (7.8)$$

Удельная ёмкостная проводимость b_0 , как и удельное индуктивное сопротивление x_0 , слабо зависит от сечения проводника и составляет около $2,6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$.

В общем виде, суммарный зарядный ток линии является функцией от напряжения и длины линии $I_B = f(U; \ell)$. Для «П» - образной схемы замещения, величины зарядных токов в начале и конце линии не равны между собой $I_{B1} \neq I_{B2}$ (рис.7.1). Это следует из выражений (7.9) и (7.10), поскольку в большинстве случаев фазные напряжения $U_{\phi 1}$ в начале и $U_{\phi 2}$ в конце различаются.

$$I_{B1} = U_{\phi 1} \cdot \frac{B_{л}}{2} \quad (7.9)$$

$$I_{B2} = U_{\Phi 2} \cdot \frac{B_{\text{Л}}}{2} \quad (7.10)$$

В практике расчёта режимов электрических сетей вместо зарядного тока линии обычно используется величина генерации емкостной реактивной мощности $Q_{\text{В}}$ которая обусловлена наличием $B_{\text{Л}}$:

$$Q_{\text{В}} = U^2 \cdot B_{\text{Л}} \quad (7.11)$$

где U – величина линейного напряжения.

Активные потери электрической энергии ЛЭП, вызванные несовершенством изоляции и потерями на корону обуславливают активную проводимость линии $G_{\text{Л}}$:

$$G_{\text{Л}} = g_0 \cdot \ell \quad (7.12)$$

где g_0 – удельная (погонная) активная проводимость линии на землю.

На практике величина $G_{\text{Л}}$ определяется по значению среднегодовых потерь мощности на корону:

$$G_{\text{Л}} = \frac{\Delta P_{\text{КОР}}}{U^2} \quad (7.13)$$

Как отмечалось ранее, величина $\Delta P_{\text{КОР}}$ зависит от множества факторов, наиболее значимыми из которых являются сечение провода, напряжение и атмосферные условия, поэтому аналитический расчет величины потерь на корону невозможен, в связи с чем $\Delta P_{\text{КОР}}$ определяют экспериментально на холостом ходу линии.

В общем случае уменьшение сечения провода F , либо увеличение напряжения U приводит к росту $\Delta P_{\text{КОР}}$.

Величина потерь на корону становится весьма заметна при напряжении 330кВ и выше, поэтому в большинстве проектных расчётов электрических сетей напряжением до 220 кВ включительно активной проводимостью ЛЭП на землю пренебрегают. При этом схема замещения ЛЭП с сосредоточенными параметрами принимает следующий вид:

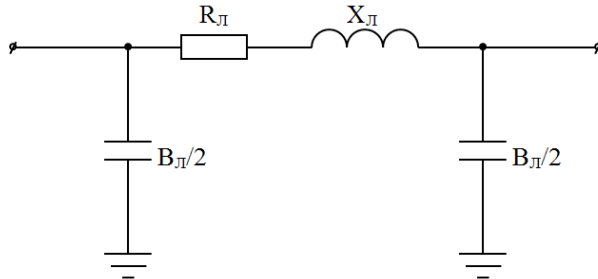


Рис.7.6. Упрощенная схема замещения ЛЭП.

Для обеспечения низких уровней потерь на корону ЛЭП в практике проектирования приняты минимально допустимые сечения по условиям короны (табл.7.2) [1].

Таблица 7.2. – Минимально допустимые сечения ЛЭП с нерасщеплёнными проводами для различных классов напряжения.

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110	150	220
$F, \text{мм}^2$	70	120	240

Тема 7.2. Расщепление фазных проводов

В случае проектирования ЛЭП высоких и сверхвысоких напряжений, т.е. 330кВ и выше, увеличение сечения фаз для снижения потерь на корону становится экономически нецелесообразным [3], поэтому для экономии проводникового материала, используется расщепление фазных проводов. Одна фаза такой линии может состоять из двух и более одиночных проводников (табл.7.3), удерживаемых на заданном расстоянии друг от друга дистанционными распорками.

Таблица 7.3. – Конструкции фазы для освоенных в России классов напряжений

Напряжение, кВ	330	500	750
Количество проводников в расщеплённой фазе	2	3	4-5

Удельные погонные параметры ЛЭП с фазами, расщеплёнными на n одиночных проводников, определяются согласно выражениям [3,6,10,27]:

$$r_0 = \frac{r_{0\text{пр}}}{n} \quad (7.14)$$

$$x_0 = 0,1445 \cdot \ell g \frac{D_{\text{CP}}}{r_3} + \frac{0,0157}{n} \quad (7.15)$$

$$b_0 = \frac{7,58}{\ell g \left(\frac{D_{\text{CP}}}{r_3} \right)} \cdot 10^{-6} \quad (7.16)$$

$$g_0 = \frac{\Delta P_{K_0}}{U^2} \quad (7.17)$$

где $r_{0\text{пр}}$ – удельное активное сопротивление одиночного провода; r_3 – эквивалентный радиус расщеплённого провода (рис.7.7).

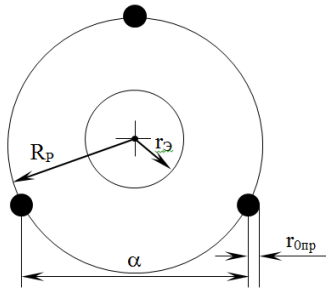


Рис.7.7. Геометрические характеристики расщеплённой фазы ЛЭП

В свою очередь, величина r_3 может быть определена как:

$$r_3 = \sqrt[n]{n \cdot r_{\text{пр}} \cdot R_p^{n-1}} \quad (7.18)$$

где $r_{\text{пр}}$ – радиус одиночного провода; R_p – радиус расщепления.

Связь между радиусом расщепления и шагом расщепления α определяется выражением:

$$R_p = \frac{\alpha}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)} \quad (7.19)$$

Таким образом, согласно (7.15) и (7.18), увеличение количества проводников в расщепленной фазе приводит к уменьшению величины x_0 . Например, если вместо одного проводника использовать два, то x_0 уменьшается на 19%, при использовании трех проводов x_0 уменьшается на 28% [5]. Однако в практике строительства ЛЭП основной целью расщепления фазных проводов является уменьшение потерь энергии на корону.

Тема 7.3. Транспозиция проводов

Как отмечалось ранее, ЛЭП генерирует реактивную мощность, которая в общем случае определяется согласно (7.11). Однако на практике суммарные емкостные проводимости отдельных фаз ЛЭП различаются между собой. Такое явление, называемое несимметрией, наблюдается при любом расположении фаз относительно земли (рис.7.8) [10,28].

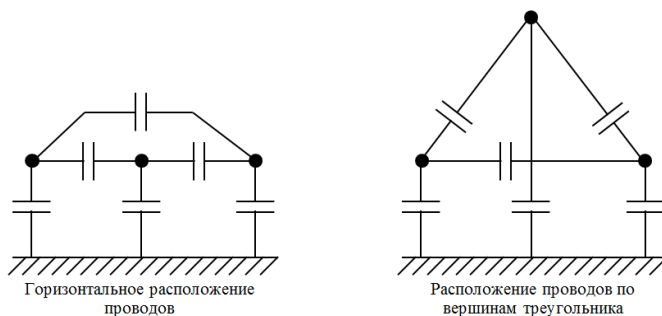


Рис.7.8. Схемы расположения проводов относительно земли.

В соответствии с рисунком 7.8 при горизонтальном расположении проводов ёмкости между фазами различаются, а в случае расположения фаз по вершинам треугольника разными оказываются ёмкости между фазами и землёй. Таким образом все известные способы расположения фаз ВЛ относительно земли не могут обеспечить одновременного равенства емкости между фазными проводами, и между проводом и землей.

В результате генерации реактивной мощности отдельных фаз оказываются неравными между собой, что приводит к возникновению несимметрии напряжений линии. С увеличением класса напряжения проблема усугубляется, поскольку генерация (7.11) зависит от квадрата напряжения.

Одним из эффективных способов обеспечения симметрии суммарных емкостей фаз является транспозиция проводов [10]. При этом на протяжении линии устанавливают специальные транспозиционные опоры, на которых меняется чередование фаз (рис.7.9).

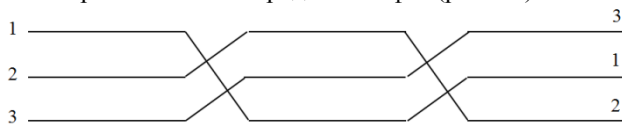


Рис.7.9. Схема транспозиции проводов ВЛ.

В практике строительства ВЛ количество транспозиций на протяжении трассы увеличивают с ростом класса напряжения линий.

Таким образом, при правильном выполнении транспозиции, несимметрия напряжений, вызванная неравенством емкостей минимальна.

Тема 7.4. Параметры двухобмоточного трансформатора

Для расчетов электрических режимов применяют «Г» - образную (рис.7.10) и «Г» - образную (рис.7.11) схемы замещения двухобмоточного трансформатора [6].

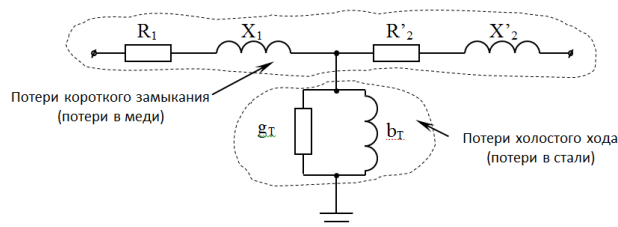


Рис.7.10. «Г» - образная схема замещения трансформатора.

Коэффициент трансформации можно определить согласно выражению (7.20):

$$K_{TP} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{W_1}{W_2} \quad (7.20)$$

где U_1, U_2 – номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток [кВ]; W_1, W_2 – количество витков первичной и вторичной обмоток.

Используя коэффициент трансформации можно определить величины «Г» - образной схемы замещения, приведенные к напряжению первичной обмотки:

$$R_2' = R_2 \cdot K_{TP}^2 \quad (7.21)$$

$$X_2' = X_2 \cdot K_{TP}^2 \quad (7.22)$$

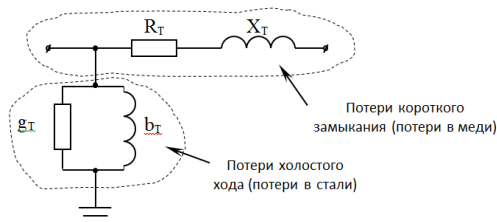


Рис.7.11. «Г» - образная схема замещения трансформатора.

где: R_2, X_2 – активное и индуктивное сопротивления вторичной обмотки.

В большинстве инженерных расчетов используется «Г» - образная схема замещения, как более простая, при этом параметры схем (рис.7.10 и 7.11) связаны между собой следующим образом:

$$R_T = R_1 + R_2' \quad (7.23)$$

$$X_T = X_1 + X_2' \quad (7.24)$$

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора R_T и X_T определяются из опыта короткого замыкания:

$$P_K = 3 \cdot I_H^2 \cdot R_T \quad (7.25)$$

При этом номинальная мощность трансформатора определится как:

$$S_H = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_H \quad (7.26)$$

Перепишем (7.25), используя (7.26):

$$P_K = \frac{S_H^2}{U_H^2} \cdot R_T$$

Отсюда выразим активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_H^2}{S_H^2} \quad (7.27)$$

С другой стороны напряжение короткого замыкания определится следующим образом:

$$U_K = \frac{\sqrt{3} \cdot I_H \cdot X_T}{U_H} \cdot 100 \quad (7.28)$$

Выразим из (7.28) ток, и, подставив его в (7.26) получим:

$$S_H = \frac{U_K \cdot U_H^2}{X_T \cdot 100}$$

Отсюда выразим индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_H^2}{S_H \cdot 100} \quad (7.29)$$

Нетрудно показать, что активная и индуктивная проводимости g_T и b_T обусловленные потерями холостого хода определяются следующим образом:

$$g_T = \frac{P_X}{U_H^2} \quad (7.30)$$

$$b_T = \frac{I_X \cdot S_H}{100 \cdot U_H^2} \quad (7.31)$$

Таким образом, выражения (7.27), (7.29), (7.30) и (7.31) позволяют определить параметры «Г» - образной схемы замещения по паспортным данным двухобмоточного трансформатора.

Тема 7.5. Параметры трехобмоточного трансформатора

Для моделирования трехобмоточных и автотрансформаторов используется схема, представленная на рисунке 7.12.

В настоящее время выпускают трехобмоточные трансформаторы с одинаковой мощностью обмоток, то есть $S_{ВН}=S_{СН}=S_{ВС}$, при этом активные сопротивления обмоток равны (рис.7.12): $R_1=R_2=R_3=R_T$.

Для определения R_T необходимо провести опыт короткого замыкания (рис.7.13) и определить три величины $P_K^{ВН}$, $P_K^{ВС}$ и $P_K^{СН}$. В справочных данных завода изготовителя дается наибольшая величина, которая соответствует наихудшему случаю.

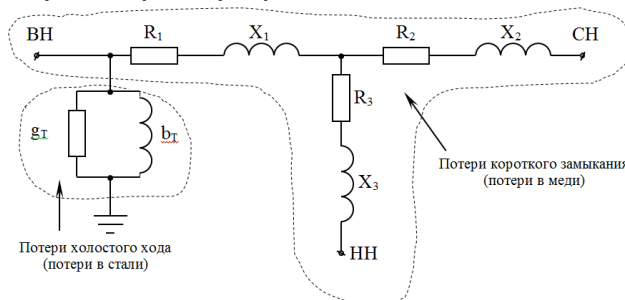


Рис.7.12. Схема замещения трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора.

Согласно рисунку 7.14 возможно два предельных варианта проведения опыта короткого замыкания. Первый способ подразумевает полную загрузку двух обмоток, при этом третья обмотка работает на холостом ходу. Тогда для первого варианта (рис.7.14.а) мощность, рассеивающаяся в обмотках равна:

$$P = I_H^2 \cdot R_1 + I_H^2 \cdot R_2 = 2 \cdot I_H^2 \cdot R_T \quad (7.32)$$

Аналогично для второго варианта (рис.7.14.б) при равномерной загрузке двух обмоток:

$$P = I_H^2 \cdot R_1 + 0,25 \cdot I_H^2 \cdot R_2 + 0,25 \cdot I_H^2 \cdot R_3 = 1,5 \cdot I_H^2 \cdot R_T \quad (7.33)$$

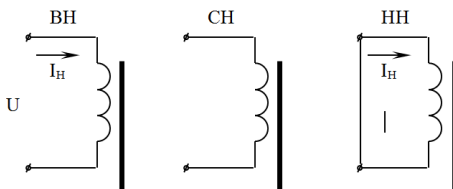


Рис.7.13 Схема проведения опыта короткого замыкания для определения P_K^{BH}

Таким образом, для дальнейших расчетов используется первый вариант (рис.7.14.а), как самый наихудший случай, т.е. $P_{max,K} = 2 \cdot I_H^2 \cdot R_T$.

Аналогично выражению (7.27) получим зависимость, для определения активного сопротивления трехобмоточного трансформатора.

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_H^2}{2 \cdot S_H^2} \quad (7.34)$$

Для определения индуктивных сопротивлений трехобмоточного трансформатора необходимо использовать напряжения короткого замыкания для каждой из ветвей схемы замещения трансформатора «звезда» (рис.7.12). В справочных данных современных трансформаторов приводятся величины напряжений короткого замыкания $U_{K,BC}$, $U_{K,BH}$ и $U_{K,CH}$ для схемы замещения «треугольник» (рис.7.15):

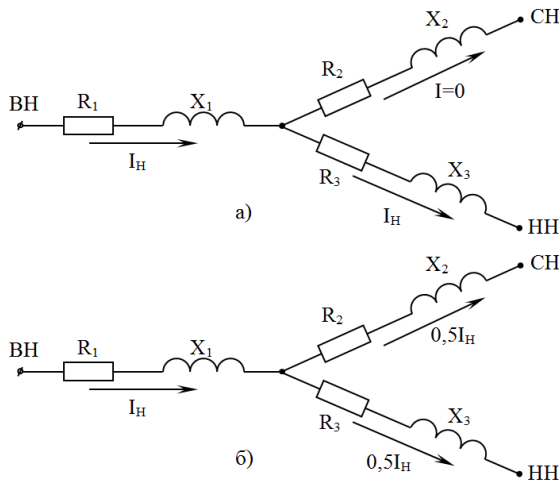


Рис.7.14. Варианты проведения опыта короткого замыкания.

Согласно схеме (рис.7.15) можно записать систему уравнений:

$$\begin{cases} U_{K,BC} = U_{K,B} + U_{K,C} \\ U_{K,BH} = U_{K,B} + U_{K,H} \\ U_{K,CH} = U_{K,C} + U_{K,H} \end{cases} \quad (7.35)$$

Решив (7.35) относительно трех неизвестных $U_{K,B}$, $U_{K,C}$ и $U_{K,H}$ получим:

$$U_{K,B} = \frac{1}{2} \cdot (U_{K,BC} + U_{K,BH} - U_{K,CH}) \quad (7.36)$$

$$U_{K,C} = \frac{1}{2} \cdot (U_{K,BC} + U_{K,CH} - U_{K,BH}) \quad (7.37)$$

$$U_{K,H} = \frac{1}{2} \cdot (U_{K,CH} + U_{K,BH} - U_{K,BC}) \quad (7.38)$$

Тогда по аналогии с выражением (7.29) индуктивные сопротивления схемы замещения трехобмоточного трансформатора (рис.7.12) определяются как:

$$X_1 = \frac{U_{K,B} \cdot U_H^2}{S_H \cdot 100} \quad (7.39)$$

$$X_2 = \frac{U_{K,C} \cdot U_H^2}{S_H \cdot 100} \quad (7.40)$$

$$X_3 = \frac{U_{K,H} \cdot U_H^2}{S_H \cdot 100} \quad (7.41)$$

В большинстве выпускаемых серийно силовых трансформаторов индуктивное сопротивление значительно превышает активное, т.е. $X \gg R$.

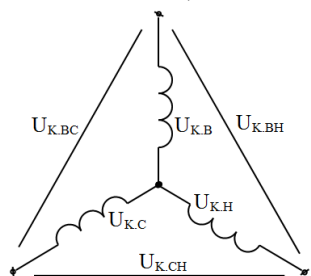


Рис.7.15. К вопросу о преобразовании схемы замещения «треугольник» в схему замещения «звезда».

Активная и индуктивная проводимости g_T и b_T обусловленные потерями холостого хода определяются также как и для двухобмоточного трансформатора, согласно выражениям (7.30) и (7.31).

Тема 7.6. Автотрансформатор в электрических сетях

Как отмечалось ранее схемы замещения автотрансформатора и трёхобмоточного трансформатора одинаковы (рис.7.12) [6]. Однако в отличие от трёхобмоточного, активные сопротивления схемы замещения автотрансформатора не равны между собой.

Для определения активных сопротивлений схемы замещения автотрансформатора используются приводимые в паспортных данных мощности короткого замыкания P_K^{BH} ; P_K^{BC} ; P_K^{CH} , измеренные по схеме «треугольник». Расчет мощностей короткого замыкания осуществляется по выражениям:

$$P_K^B = \frac{1}{2} \cdot (P_K^{BC} + P_K^{BH} - P_K^{CH}) \quad (7.42)$$

$$P_K^C = \frac{1}{2} \cdot (P_K^{BC} + P_K^{CH} - P_K^{BH}) \quad (7.43)$$

$$P_K^H = \frac{1}{2} \cdot (P_K^{CH} + P_K^{BH} - P_K^{BC}) \quad (7.44)$$

Иногда величины P_K^{BH} и P_K^{CH} даются в справочниках приведенные к типовой мощности, т. е.: $P_K'^{BH}$ и $P_K'^{CH}$, поэтому при расчетах их необходимо привести к номинальной мощности автотрансформатора:

$$P_K^{BH} = \frac{P_K'^{BH}}{\alpha_{HH}^2} \quad (7.45)$$

$$P_K^{CH} = \frac{P_K'^{CH}}{\alpha_{HH}^2} \quad (7.45)$$

Тогда активные сопротивления схемы замещения определяются следующим образом:

$$R_T^B = \frac{P_K^B \cdot U_H^2}{S_H^2} \quad (7.46)$$

$$R_T^C = \frac{P_K^C \cdot U_H^2}{S_H^2} \quad (7.47)$$

$$R_T^H = \frac{P_K^H \cdot U_H^2}{S_H^2} \quad (7.48)$$

где U_H – номинальное напряжение на высокой стороне (U_{BH}).

Величины U_K^{BH} и U_K^{CH} также могут приводятся в некоторых справочниках к типовой мощности, т. е.: $U_K'^{BH}$ и $U_K'^{CH}$, поэтому при расчетах их необходимо привести к номинальной мощности автотрансформатора:

$$U_K^{BH} = \frac{U_K'^{BH}}{\alpha_{HH}} \quad (7.49)$$

$$U_K^{CH} = \frac{U_K'^{CH}}{\alpha_{HH}} \quad (7.50)$$

Напряжения короткого замыкания для схемы звезда определяются по выражениям (7.36) - (7.38), а индуктивные сопротивления по (7.39) - (7.41).

Активная и индуктивная проводимости g_T и b_T обусловленные потерями холостого хода определяются также как и для двухобмоточного трансформатора, согласно выражениям (7.30) и (7.31).

Тема 7.7. Векторная диаграмма напряжений и токов ЛЭП

Для пояснения взаимосвязей между напряжениями и токами в начале и конце линии электропередачи, рассмотрим упрощенную схему её замещения с распределёнными параметрами:

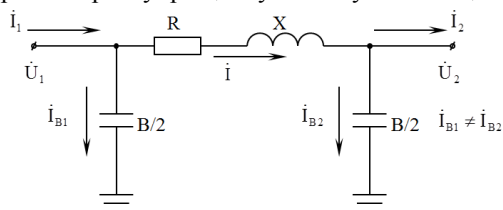


Рис.7.16. К вопросу построения векторной диаграммы линии.

В качестве известных полагаем величины \dot{U}_2 , \dot{I}_2 , R , X , и B , с помощью которых определим \dot{U}_1 и \dot{I}_1 . Все токи и напряжения полагаем фазными.

Векторная диаграмма может быть построена двумя способами, причём первый способ (рис.7.17) предполагает определение тока \dot{I} , который обуславливает падение напряжения в ветвях сопротивлений R и X . Ток емкостной проводимости на землю в конце линии опережает напряжение на 90° и равен:

$$\dot{I}_{B2} = j \cdot \dot{U}_2 \cdot \frac{B}{2} \quad (7.51)$$

Тогда в соответствии с первым законом Кирхгофа ток линии определится:

$$\dot{I} = \dot{I}_2 + \dot{I}_{B2} \quad (7.52)$$

Для величин напряжения можно записать:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \dot{I} \cdot Z = \dot{U}_2 + \dot{I} \cdot (R + jX) = \dot{U}_2 + \dot{I} \cdot R + j \cdot \dot{I} \cdot X \quad (7.53)$$

Ток емкостной проводимости на землю в начале линии равен:

$$\dot{I}_{B1} = j \cdot \dot{U}_1 \cdot \frac{B}{2} \quad (7.54)$$

Ток в начале линии равен:

$$\dot{I}_1 = \dot{I} + \dot{I}_{B1} \quad (7.55)$$

При втором способе построения падение напряжения на сопротивлении определяется через составляющие тока \dot{I} (рис.7.18).

Напряжение в начале линии равно:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + (\dot{I}_2 + \dot{I}_{B2}) \cdot R + j \cdot X \cdot (\dot{I}_2 + \dot{I}_{B2})$$

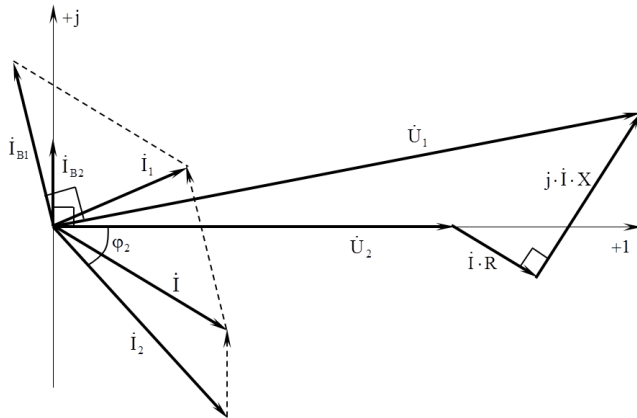


Рис.7.17. Векторная диаграмма линии, построенная первым способом.

или раскрыв скобки:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \dot{I}_{B2} \cdot R + j \cdot \dot{I}_{B2} \cdot X + \dot{I}_2 \cdot R + j \cdot \dot{I}_2 \cdot X \quad (7.56)$$

Ток в начале линии:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}_{B2} + \dot{I}_{B1} \quad (7.57)$$

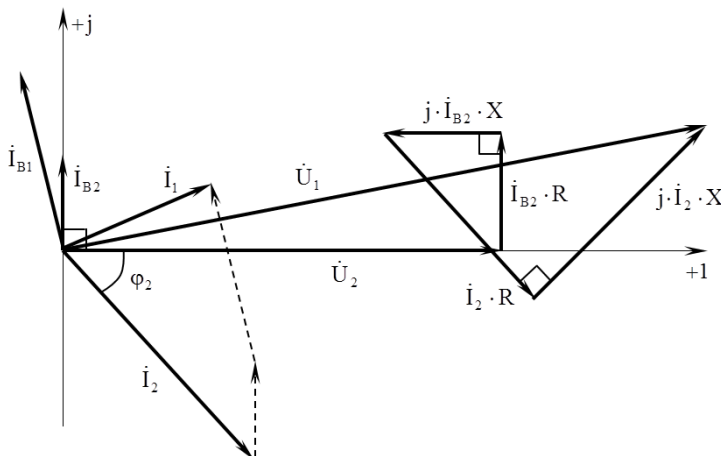


Рис.7.18. Векторная диаграмма линии, построенная вторым способом.

Рассмотрим векторную диаграмму линии на холостом ходу. При этом $\dot{I}_2 = 0$, а ток линии будет обуславливаться только наличием емкостной проводимости на землю.

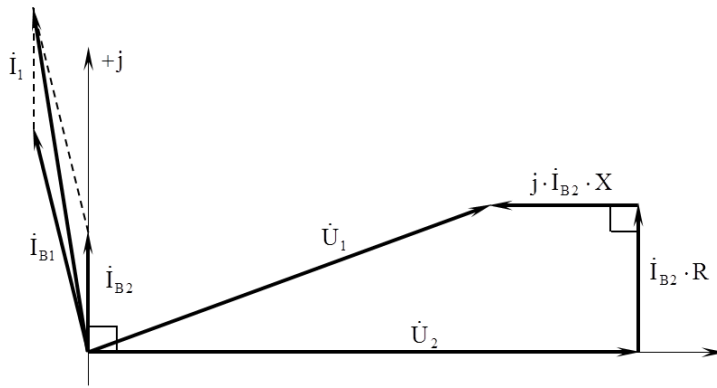


Рис.7.19. Векторная диаграмма линии на холостом ходу

Таким образом, согласно рисунку 7.19, напряжение в конце линии \dot{U}_2 , работающей на холостом ходу, больше напряжения в начале линии \dot{U}_1 . В результате, при больших классах напряжений и большой протяженности линии на холостом ходу уровень напряжения в конце линии может превысить предельное по электрической прочности значение [3].

Тема 7.8. Падение и потеря напряжения

В общем случае вектора напряжения в начале и в конце линии сдвинуты между собой на некоторый угол. Кроме того, они различаются по абсолютной величине (рис.7.20) [5,6].

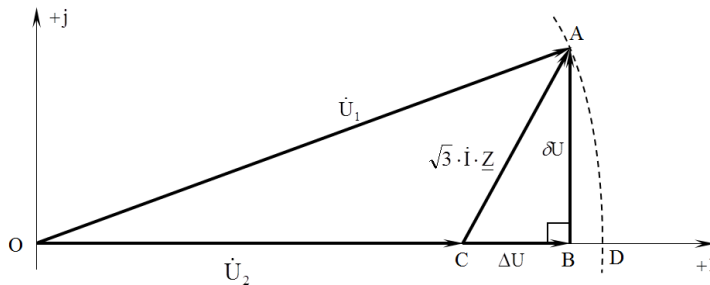


Рис. 7.20. Вектора напряжений в начале и в конце линии.

Вектор $\overline{AC} = \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot \underline{Z} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2$ - представляет собой падение напряжения, т.е. геометрическую разность между комплексами напряжения в начале и в конце линии. Это падение напряжения может быть представлено геометрической суммой между векторами продольной $\overline{CB} = \Delta \dot{U}$ и поперечной составляющей падения напряжения $\overline{AB} = \delta \dot{U}$:

$$\overline{AC} = \Delta \dot{U} + \delta \dot{U}$$

Из рисунка 7.20. видно, что величина OD равна модулю вектора \dot{U}_1 , т.е. $OD = U_1$. Тогда потеря напряжения, равная величине CD - определится как алгебраическая разность между модулями напряжения в начале и в конце линии $CD = U_1 - U_2$.

В общем виде, величина падения напряжения может быть записана как:

$$\begin{aligned} \overline{AC} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot \underline{Z} = \frac{\dot{S}^*}{\dot{U}} \cdot \underline{Z} = \frac{P - j \cdot Q}{U} \cdot \left[\cos \varphi + j \cdot X \right] = \frac{1}{U} \cdot \left[P \cdot R + Q \cdot X - j \cdot Q \cdot R + j \cdot P \cdot X \right] \\ &= \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} + j \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U} \end{aligned} \quad (7.58)$$

При этом действительная часть

выражения (7.58) представляет собой продольную составляющую падения напряжения, а мнимая часть соответствует поперечной составляющей, т.е.:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} \quad (7.59)$$

$$\delta U = j \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U} \quad (7.60)$$

Согласно рисунку 7.20 величина вектора напряжения в начале линии равна:

$$U_1 = \sqrt{U_2^2 + \Delta U^2} + \delta U^2 \quad (7.61)$$

Для линий класса напряжения 110 кВ включительно δU можно не учитывать [6], тогда:

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U_{\Pi}$$

или:

$$U_1 - U_2 \approx \Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} \quad (7.62)$$

Величина (7.62) используется для оценки отклонения напряжения в электрической сети на этапе проектирования.

Тема 7.9. Векторная диаграмма линии с несколькими нагрузками

Линия электропередачи с несколькими нагрузками может быть разделена на участки, для каждого из которых можно определить режимные параметры (рис.7.21).

Для построения векторной диаграммы (рис.7.22) полагаем известными следующие величины: $U_{\text{ИП}}$ – напряжение источника питания; R_1, X_1, R_2, X_2 – активные и индуктивные сопротивления участков линии 1 и 2; $I_1, \cos \varphi_1, I_2, \cos \varphi_2$ – токи и коэффициенты мощности нагрузок 1 и 2. Напряжения на нагрузках \dot{U}_1 и \dot{U}_2 и токи участков \dot{I} и \dot{I}_2 считаем неизвестными.

В соответствии с первым законом Кирхгофа для токов в линии можно записать:

$$\dot{I} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 \quad (7.63)$$

Активные составляющие токов:

$$I_{2a} = I_2 \cdot \cos \varphi_2 \quad (7.64)$$

$$I_{1a} = I_1 \cdot \cos \varphi_1 \quad (7.65)$$

$$I_a = I_{2a} + I_{1a} \quad (7.66)$$

Реактивные составляющие токов:

$$I_{2p} = I_2 \cdot \sin \varphi_2 \quad (7.67)$$

$$I_{1p} = I_1 \cdot \sin \varphi_1 \quad (7.68)$$

$$I_p = I_{2p} + I_{1p} \quad (7.69)$$

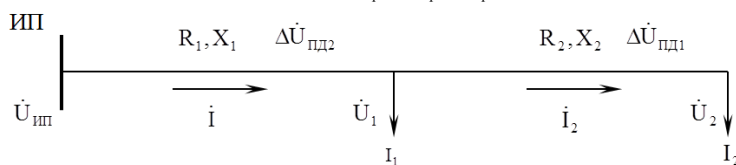


Рис.7.21. ЛЭП с двумя нагрузками.

Модуль полного тока от источника питания:

$$I = \sqrt{I_a^2 + I_p^2} \quad (7.70)$$

Угол между током и напряжением на начальном участке:

$$\varphi = \arctg \frac{I_a}{I_p} \quad (7.71)$$

Сопротивления линий обуславливают падения напряжения $\Delta \dot{U}_{\text{пд1}}$ и $\Delta \dot{U}_{\text{пд2}}$.

Суммарная величина продольной составляющей падения напряжения равна:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 \quad (7.72)$$

Суммарная величина поперечной составляющей падения напряжения равна:

$$\delta U = \delta U_1 + \delta U_2 \quad (7.73)$$

Тогда для напряжения в конце линии можно записать (рис.7.22):

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_{\text{ИП}} - \Delta U - j\delta U \quad (7.74)$$

Модуль вектора напряжения в конце линии:

$$U_2 = \sqrt{U_{\text{ИП}}^2 - \Delta U^2 + \delta U^2} \quad (7.75)$$

Согласно векторной диаграмме (рис.7.22) для суммарной продольной составляющей падения напряжения можно записать:

$$\Delta U = I_2 \cdot R_2 \cdot \cos \varphi_2 + I_2 \cdot X_2 \cdot \sin \varphi_2 + I \cdot R_1 \cdot \cos \varphi + I \cdot X_1 \cdot \sin \varphi \quad (7.76)$$

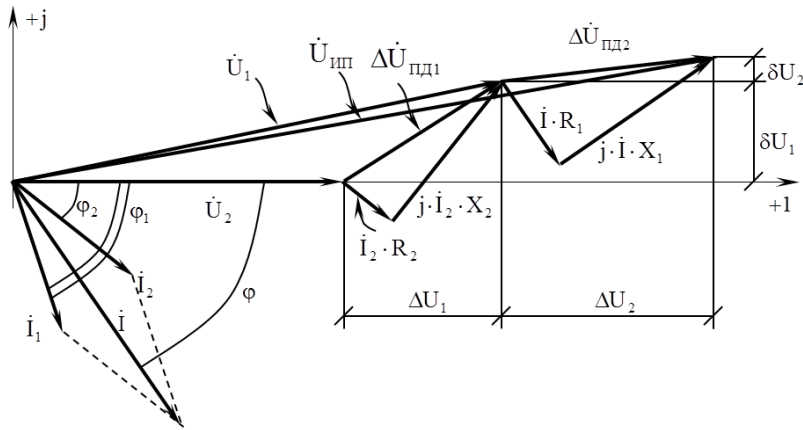


Рис.7.22. Векторная диаграмма ЛЭП с двумя нагрузками.

Аналогично для суммарной поперечной составляющей:

$$\delta U = I_2 \cdot X_2 \cdot \cos \varphi_2 - I_2 \cdot R_2 \cdot \sin \varphi_2 + I \cdot X_1 \cdot \cos \varphi - I \cdot R_1 \cdot \sin \varphi \quad (7.77)$$

Таким образом, падение напряжения линии с несколькими нагрузками определяется их режимом работы и сопротивлениями линии.

Раздел 8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах

Важным этапом при проектировании и анализе работы электрических сетей является расчёты электрических режимов. К основным целям расчёта режимов относятся [13].

1. Оценка уровней напряжения в узлах электрической сети на соответствие номинальным значениям;
2. Определение загрузки элементов сети для проверки их по условиям нагрева и оценки резервов по мощности;
3. Анализ возможности функционирования электрических сетей в условиях нормальных, утяжелённых, ремонтных и послеаварийных режимах.

Для расчёта режимных параметров простой электрической сети могут быть использованы соотношения, известные из курса «ТОЭ» [29], однако при анализе сложных электрических сетей целесообразно использовать специальные алгоритмы расчёта, реализуемые на ЭВМ [30,31].

Тема 8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки

В зависимости от постановки задачи, расчёт режимов можно производить как в величинах токов, так и мощностей. Вариант определения режима линии по данным тока нагрузки в соответствии с выражениями (7.51) – (7.57) рассмотрен ранее. Следует отметить, что режимные параметры в форме мощностей $P+jQ$ имеют более наглядное представление, поэтому расчёт режима в величинах мощностей применяется чаще.

Рассмотрим схему замещения, с нанесенными на неё напряжениями и мощностями (рис.8.1). Известными величинами считаем напряжение и мощность в конце линии \dot{U}_2 и \dot{S}_2 , а также параметры линии R , X и B . Все величины напряжений полагаем линейными. Двигаясь от нагрузки к источнику питания, определим параметры режима \dot{S}_1 и \dot{U}_1 в начале ЛЭП.

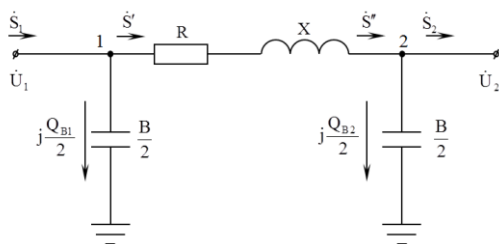


Рис.8.1. Параметры схемы замещения для расчета режима.

В соответствии с I законом Кирхгофа поток мощности перед узлом 2 равен:

$$\dot{S}'' = \dot{S}_2 - j \frac{Q_{B2}}{2} \quad (8.1)$$

При этом:

$$j \frac{Q_{B2}}{2} = j \cdot \dot{U}_2^2 \cdot \frac{B}{2} \quad (8.2)$$

Тогда поток мощности после узла 1 можно определить как:

$$\dot{S}' = \dot{S}'' + \Delta \dot{S} \quad (8.3)$$

Потери мощности в линии между узлами 1 и 2 определяются через R и X:

$$\Delta \dot{S} = \frac{\dot{S}''^2}{\dot{U}_2^2} \cdot \left(R + jX \right) \quad (8.4)$$

Напряжение в начале линии равно:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot \left(R + jX \right) = \dot{U}_2 + \frac{\dot{S}''^*}{\dot{U}_2} \cdot \left(R + jX \right) \quad (8.5)$$

где \dot{S}''^* , \dot{U}_2^* - сопряженные векторы мощности и напряжения в конце линии.

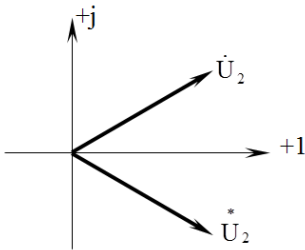


Рис.8.2. Сопряженный комплекс напряжения

Зарядная мощность в начале линии:

$$j \frac{Q_{B1}}{2} = j \cdot \dot{U}_1^2 \cdot \frac{B}{2} \quad (8.6)$$

Тогда мощность в начале линии равна:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}' - j \frac{Q_{B1}}{2} \quad (8.7)$$

Однако в практике расчета режимов бывают случаи, когда мощности нагрузок известны, а напряжения в конце линии нет. Тогда необходимо пользоваться итерационным методом в два этапа [6].

Тема 8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа

В подавляющем большинстве случаев, при расчёте режимов известными являются следующие величины: \dot{U}_1 , \dot{S}_2 , R, X и B. Соответственно необходимо определить величины мощности в начале линии \dot{S}_1 и напряжения в конце \dot{U}_2 . В этом случае расчет производится методом “в два этапа”.

На первом этапе напряжение в конце линии принимается равным номинальному, т.е. $\dot{U}_2 = \dot{U}_H$. При этом необходимо определить \dot{S}' (рис.8.1).

Зарядная мощность в конце линии равна:

$$j \frac{Q_{B2}}{2} = j \cdot \dot{U}_H^2 \cdot \frac{B}{2} \quad (8.8)$$

Поток мощности перед узлом 2:

$$\dot{S}'' = \dot{S}_2 - j \frac{Q_{B2}}{2} \quad (8.9)$$

Поток мощности после узла 1:

$$\dot{S}' = \dot{S}'' + \Delta \dot{S} = \dot{S}'' + \frac{\dot{S}''^2}{\dot{U}_H^2} \cdot \left(R + jX \right) \quad (8.10)$$

На втором этапе по закону Ома определяется новое значение напряжения \dot{U}_2 через величину \dot{S}'

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot Z = \dot{U}_1 - \frac{\dot{S}'^*}{\dot{U}_1} \cdot \left(R + jX \right) \quad (8.11)$$

Полученную величину \dot{U}_2 необходимо подставить в выражение (8.8) и (8.10) вместо \dot{U}_H . При этом подстановка и расчет \dot{U}_2 производится до тех пор, пока его величина не перестанет изменяться в пределах заданной погрешности.

Величина мощности \dot{S}_1 в начале линии определяется согласно выражениям (8.6) и (8.7).

Таким образом, основным недостатком метода расчёта “в два этапа” в форме мощностей является то, что результаты итерационного расчёта определяются с некоторой погрешностью. Это обусловлено тем, что на первом этапе в качестве исходного приближения используется номинальное напряжение вместо реального [6].

Тема 8.3. Расчетные нагрузки подстанций

Для облегчения расчёта режимов сложных электрических сетей можно упростить схему замещения путём преобразования проводимостей на землю в соответствующие им нагрузки, и объединения их с нагрузками трансформаторов.

Рассмотрим линию электропередачи с тремя подстанциями (рис.8.3):

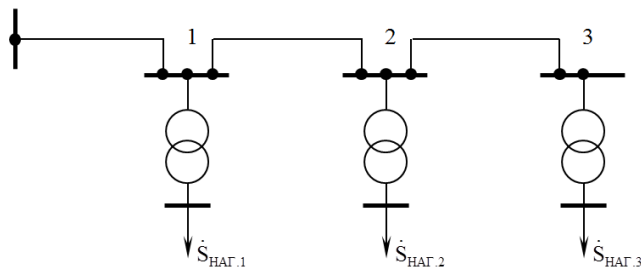


Рис.8.3. Схема участка электрической сети.

Полная схема замещения для рис.8.3 имеет как ветви сопротивлений, так и ветви проводимостей, которые обозначены как нагрузки (рис.8.4).

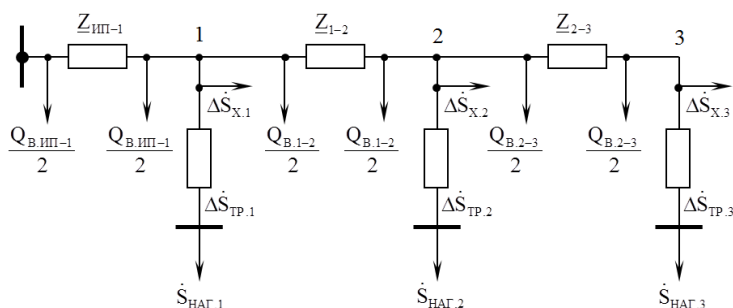


Рис.8.4. Полная схема замещения участка электрической сети.

Объединив нагрузки в каждом узле в расчётные нагрузки можно получить упрощенную схему замещения электрической сети (рис.8.5).

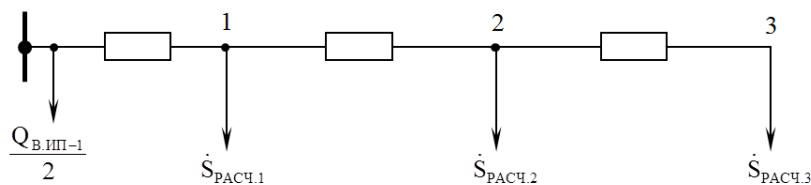


Рис.8.5. Упрощенная схема замещения участка электрической сети.

Расчетная нагрузка подстанций будет определяться как сумма нагрузок в соответствующих узлах. Например, для узла 2 можно записать:

$$\dot{S}_{РАСЧ.2} = \dot{S}_{НАГ.2} + \Delta \dot{S}_{ТР.2} + \Delta \dot{S}_{X.2} - j \cdot \left(\frac{Q_{B.1-2}}{2} + \frac{Q_{B.2-3}}{2} \right) \quad (8.12)$$

При этом величина нагрузочных потерь в трансформаторе равна:

$$\Delta \dot{S}_{ТР.2} = \frac{S_{НАГ.2}^2}{U_H^2} \cdot \left(R_{Т.2} + j \cdot X_{Т.2} \right) \quad (8.13)$$

Результат расчёта (8.12) будет иметь некоторую погрешность, так как при определении (8.13) во всех узлах расчетной схемы используется номинальное напряжение вместо реального.

Таким образом, для упрощенной схемы можно использовать методы расчётов, не учитывающие узловые проводимости на землю, например методы контурных токов или узловых напряжений [5,6,29].

Тема 8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций

При расчёте режимов подавляющего большинства электрических сетей возникает задача расчёта напряжений на низкой стороне подстанций [6]. Такая задача обычно возникает после расчёта потоков мощности в сети с учётом потерь. Рассмотрим трансформаторную подстанцию, которая подсоединена к линии (рис.8.6) и соответствующую ей схему замещения (рис.8.7)

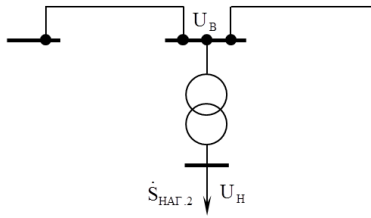


Рис.8.6. Схема участка электрической сети.

Величина U'_H , на рисунке 8.7. представляет собой напряжение на низкой стороне трансформатора, приведенное к высокому напряжению.

Задача расчёта сводится к определению напряжения на низкой стороне U_H , при известном напряжении на высокой стороне U_B и расчетной мощности узла $S_{РАСЧ.2}$.

Величина мощности $\dot{S}'_{T,2}$ (рис.8.7) определяется через расчетную мощность следующим образом:

$$\dot{S}'_{T,2} = \dot{S}_{РАСЧ.2} + j \cdot \left(\frac{Q_{B,1-2}}{2} + \frac{Q_{B,2-3}}{2} \right) - \Delta \dot{S}_{X,2} \quad (8.14)$$

Напряжение на низкой стороне, приведенное к напряжению на высокой:

$$U'_H = U_B - \frac{P'_2 \cdot R_T + Q'_2 \cdot X_T}{U_B} = U_B - \Delta U_{TP} \quad (8.15)$$

Тогда искомое напряжение на низкой стороне равно:

$$U_H = \frac{U'_H}{K_{TP}} = U'_H \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = U_B - \Delta U_{TP} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (8.16)$$

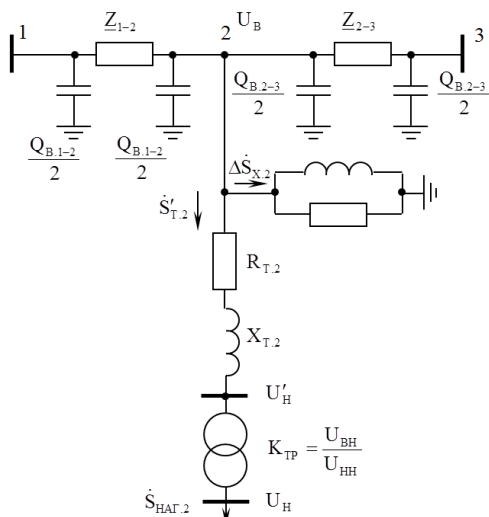


Рис.8.7. Схема замещения участка электрической сети.

Правильность расчёта (8.14 – 8.16) можно оценить по соответствию U_H величине номинального напряжения на низкой стороне трансформатора.

Тема 8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями

подавляющее большинство электрических сетей имеют несколько номинальных напряжений, что требует учёта коэффициентов трансформации. Для пояснения принципа такого расчёта рассмотрим схему фрагмента электрической сети с двумя линиями электропередачи и трёхобмоточным трансформатором (рис.8.8) и соответствующую схему замещения (рис.8.9).

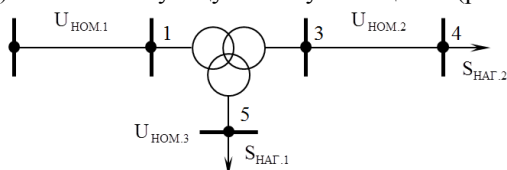


Рис.8.8. Фрагмент электрической сети с тремя номинальными напряжениями.

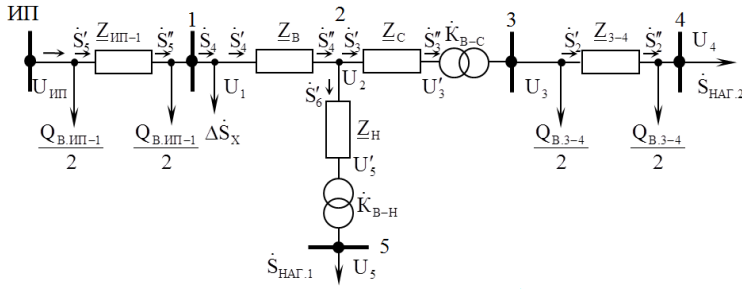


Рис.8.9. Схема замещения фрагмента электрической сети.

Расчёт режима сети с несколькими номинальными напряжениями осуществляем методом “в два этапа” в выражениях для мощностей. При этом на первом этапе, двигаясь от нагрузок к источнику питания, производится определение потоков мощности в элементах сети с учётом потерь в соответствии с первым законом Кирхгофа. В качестве напряжений в узлах для первого приближения используются номинальные значения:

$$\dot{S}_2'' = \dot{S}_{\text{НАГ.2}} - j \frac{Q_{\text{В.3-4}}}{2} \quad (8.17)$$

где:

$$j \frac{Q_{\text{В.3-4}}}{2} = j \cdot U_{\text{НОМ.2}}^2 \cdot \frac{B_{3-4}}{2} \quad (8.18)$$

$$\dot{S}_2' = \dot{S}_2'' + \frac{S_2''^2}{U_{\text{НОМ.2}}^2} \cdot Z_{3-4} \quad (8.19)$$

$$\dot{S}_3'' = \dot{S}_2' - j \frac{Q_{\text{В.3-4}}}{2} \quad (8.20)$$

$$\dot{S}_3' = \dot{S}_3'' + \frac{S_3''^2}{U_{\text{НОМ.1}}^2} \cdot Z_C \quad (8.21)$$

При определении потерь мощности в обмотках трансформатора (8.21) необходимо использовать напряжение, приведённое к напряжению высокой стороны, поскольку сопротивления обмоток трансформатора приведены к этому напряжению. В данном случае, на первой итерации можно использовать $U_{\text{НОМ.1}}$.

$$\dot{S}_6' = \dot{S}_{\text{НАГ.1}} + \frac{S_{\text{НАГ.1}}^2}{U_{\text{НОМ.1}}^2} \cdot Z_H \quad (8.22)$$

$$\dot{S}_4'' = \dot{S}_3' + \dot{S}_6' \quad (8.23)$$

$$\dot{S}_4' = \dot{S}_4'' + \frac{S_4''^2}{U_{\text{НОМ.1}}^2} \cdot Z_B \quad (8.24)$$

$$\dot{S}_4 = \dot{S}_4' + \Delta S_X \quad (8.25)$$

$$\dot{S}_5'' = \dot{S}_4 - j \frac{Q_{\text{В.ИП-1}}}{2} \quad (8.26)$$

где:

$$j \frac{Q_{\text{В.ИП-1}}}{2} = j \cdot U_{\text{НОМ.1}}^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-1}}}{2} \quad (8.27)$$

$$\dot{S}_5' = \dot{S}_5'' + \frac{S_5''^2}{U_{\text{НОМ.1}}^2} \cdot Z_{\text{ИП-1}} \quad (8.28)$$

Поток мощности, вытекающий из источника питания:

$$\dot{S}_{\text{ИП}} = \dot{S}_5' - j \frac{Q_{\text{В.ИП-1}}}{2} \quad (8.29)$$

На втором этапе расчёта, двигаясь от источника питания можно определить уровни напряжения в узлах. При этом напряжение питания источника $\dot{U}_{\text{ИП}}$ считается известным.

Напряжение на высокой стороне трёхобмоточного трансформатора

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_{\text{ИП}} - \frac{S_5'^*}{U_{\text{ИП}}} \cdot Z_{\text{ИП-1}} \quad (8.30)$$

В средней точке трёхобмоточного трансформатора:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \frac{S_4'^*}{U_1} \cdot Z_B \quad (8.31)$$

Напряжение на средней стороне, приведённое к высокой:

$$\dot{U}'_3 = \dot{U}_2 - \frac{S'_3}{U_2} \cdot \underline{Z}_C \quad (8.32)$$

Приводим напряжение \dot{U}'_3 к реальному значению:

$$\dot{U}_3 = \frac{\dot{U}'_3}{K_{В-С}} \quad (8.33)$$

где $K_{В-С}$ – величина комплексного коэффициента трансформации между обмотками высокого и среднего напряжений.

В большинстве инженерных расчётов коэффициенты трансформации полагаются вещественными, в результате чего не учитывается группа соединений обмоток трансформаторов.

$$\dot{U}_4 = \dot{U}_3 - \frac{S'_2}{U_3} \cdot \underline{Z}_{3-4} \quad (8.34)$$

Аналогичным образом определяется напряжение \dot{U}_5 на низкой стороне трёхобмоточного трансформатора:

$$\dot{U}'_5 = \dot{U}_2 - \frac{S'_6}{U_2} \cdot \underline{Z}_H \quad (8.35)$$

$$\dot{U}_5 = \frac{\dot{U}'_5}{K_{В-Н}} \quad (8.36)$$

Далее необходимо повторить первый этап, подставляя полученные на втором этапе напряжения в выражения (8.18), (8.19), (8.21), (8.22), (8.24), (8.27) и (8.28). Расчёт проводится пока изменения напряжения в узлах, для каждой новой итерации, превышают пределы заданной погрешности расчёта.

При расчетах распределительных сетей напряжением до 35 кВ включительно принято использовать следующие допущения [6]:

- не учитывается зарядная мощность линий, т.е. $Q_B = 0$;
- в схемах замещения кабельных линий $X_K = 0$, так как $X_K \ll R_K$;
- при расчете потокораспределения не учитываются потери мощности в сопротивлениях;
- не учитываются потери мощности в стали трансформаторов, т.е:

$$\Delta S_X = \Delta P_X + j \cdot \Delta Q_X = 0 \quad (8.37)$$

- При расчете потерь напряжения используется номинальное напряжение вместо реального:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_H} \quad (8.38)$$

- При расчете потерь напряжения не учитывают поперечную составляющую падения напряжения, т.е. $\delta U = 0$. Тогда падение напряжения равно: $\Delta U_{ПД} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2 \approx U_1 - U_2$

Тема 8.6. Расчет кольцевой сети

При расчёте режимов простых кольцевых сетей возникает проблема определения потоков мощности в ветвях сети, входящих в кольцо (рис.8.10).

Для расчёта токораспределения в такой сети [5,6] необходимо разрезать её по источнику питания и развернуть, преобразовав в сеть с двумя источниками питания (рис.8.11). При этом должно выполняться условие равенства напряжений источников, т.е. $U_A = U'_A$

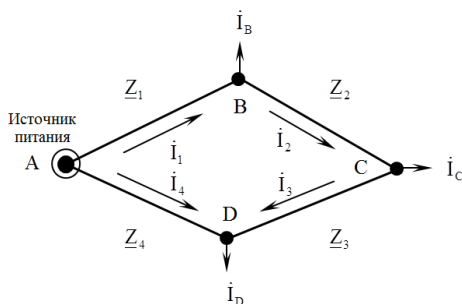


Рис.8.10 Схема кольцевой сети

В соответствии со вторым законом Кирхгофа для схемы (рис.8.11) можно записать:

$$\dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_1 + \dot{I}_2 \cdot \underline{Z}_2 + \dot{I}_3 \cdot \underline{Z}_3 - \dot{I}_4 \cdot \underline{Z}_4 = 0 \quad (8.39)$$

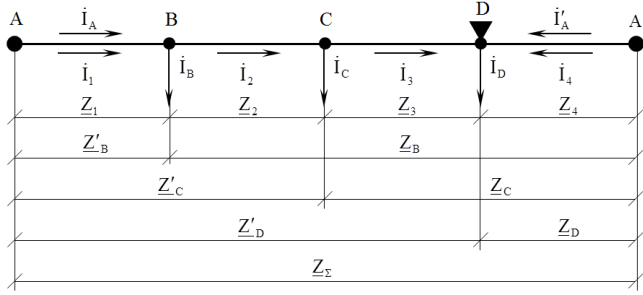


Рис. 8.11. Схема кольцевой сети, разрезанной по источнику питания.

Обозначим токи в линиях через ток головного участка \dot{I}_1 и мощности нагрузок \dot{I}_B , \dot{I}_C и \dot{I}_D :

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \dot{I}_B \quad (8.40)$$

$$\dot{I}_3 = \dot{I}_1 - \dot{I}_B - \dot{I}_C \quad (8.41)$$

$$\dot{I}_4 = -\dot{I}_1 + \dot{I}_B + \dot{I}_C + \dot{I}_D \quad (8.42)$$

Подставим (8.40)-(8.42) в (8.39):

$$\dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_1 + (-\dot{I}_B) \cdot \underline{Z}_2 + (-\dot{I}_B - \dot{I}_C) \cdot \underline{Z}_3 + (-\dot{I}_B - \dot{I}_C - \dot{I}_D) \cdot \underline{Z}_4 = 0,$$

перегруппировав получим:

$$\dot{I}_1 \cdot (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_4) - \dot{I}_B \cdot (\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_4) - \dot{I}_C \cdot (\underline{Z}_3 + \underline{Z}_4) - \dot{I}_D \cdot \underline{Z}_4 = 0.$$

В соответствии с рис.8.11 можно записать:

$$\dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_\Sigma - \dot{I}_B \cdot \underline{Z}_B - \dot{I}_C \cdot \underline{Z}_C - \dot{I}_D \cdot \underline{Z}_D = 0$$

Откуда ток на головном участке равен:

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{I}_B \cdot \underline{Z}_B + \dot{I}_C \cdot \underline{Z}_C + \dot{I}_D \cdot \underline{Z}_D}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.43)$$

Или в общем виде для m нагрузок:

$$\dot{I}_A = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{I}_i \cdot \underline{Z}_i}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.44)$$

Аналогично для перетока мощности на противоположном головном участке:

$$\dot{I}_4 = \frac{\dot{I}_B \cdot \underline{Z}'_B + \dot{I}_C \cdot \underline{Z}'_C + \dot{I}_D \cdot \underline{Z}'_D}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.45)$$

В общем виде:

$$\dot{I}'_A = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{I}_i \cdot \underline{Z}'_i}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.46)$$

Величины токов могут быть представлены как:

$$\dot{I}_i = \frac{\dot{S}_{\Phi,i}^*}{U_\Phi} \quad (8.47)$$

Умножив обе части (8.44) и (8.46) на величину $3 \cdot U_\Phi^*$, подставив в них (8.47), учитывая, что $3 \cdot \dot{S}_{\Phi,i} = \dot{S}_{\Delta,i}$ и выполнив операцию сопряжения, получим:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{S}_i \cdot \underline{Z}_i^*}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.48)$$

$$\dot{S}'_A = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{S}_i \cdot \underline{Z}'_i^*}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.49)$$

Полученные выражения не учитывают потерь мощности в кольце, поскольку они получены с учётом того, что напряжения во всех узлах кольца одинаковы и равны U_Φ .

Для проверки правильности определения (8.48) и (8.49) необходимо выполнение условия:

$$\dot{S}_1 + \dot{S}_4 = \dot{S}_B + \dot{S}_C + \dot{S}_D \quad (8.50)$$

Или в общем виде

$$\dot{S}_A + \dot{S}'_A = \sum_{i=1}^m \dot{S}_i \quad (8.51)$$

В ряде случаев применение выражений (8.48) и (8.49) не представляется возможным, поскольку на начальном этапе расчета неизвестны величины сопротивлений линий, т.е. выбор сечения линий не произведен. В этом случае необходимо принять кольцевую сеть однородной, считая сечение всех участков одинаковым. При этом полное удельное сопротивление линий также одинаково. Тогда (8.45) примет вид:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{S}_i \cdot Z_0 \cdot \ell_i}{Z_0 \cdot \ell_\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{S}_i \cdot \ell_i}{\ell_\Sigma} \quad (8.52)$$

Если разделить выражение (8.52) на вещественную и мнимую составляющие, то для активной мощности можно записать:

$$P_A = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot \ell_i}{\ell_\Sigma} \quad (8.53)$$

Аналогично для реактивной мощности:

$$Q_A = \frac{\sum_{i=1}^m Q_i \cdot \ell_i}{\ell_\Sigma} \quad (8.54)$$

При анализе режимов кольцевых сетей важным понятием является точка потокоораздела – точка, в которую потоки мощности втекают с двух сторон и полностью потребляются. Точка потокоораздела по активной мощности обозначается на схемах символом \blacktriangledown , а по реактивной: ∇ .

В общем случае, точки потокоораздела для активной и реактивной мощности могут не совпадать (рис.8.12):

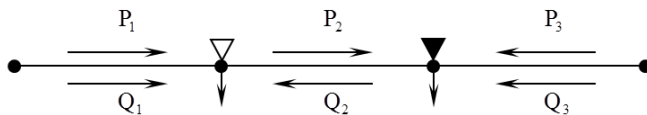


Рис.8.12. Пример несовпадения точек потокоораздела для активной и реактивной мощности.

Расчет потокооразделения в кольцевой сети с учетом потерь мощности может быть выполнен методом “в два этапа”. Предварительно необходимо найти расчётные нагрузки в узлах кольца.

Для схемы (Рис.8.13.) определим перетоки мощности с учетом потерь. На первом этапе, по выражениям (8.45) и (8.47) с использованием первого закона Кирхгофа необходимо определить потоки мощности без учёта потерь с двух сторон от точки потокоораздела, т.е. \dot{S}_3 и \dot{S}_4 . При этом выполняется условие: $\dot{S}_3 + \dot{S}_4 = \dot{S}_D$.

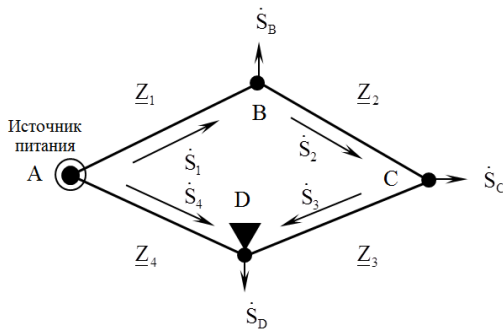


Рис.8.13. Схема кольцевой сети.

Далее необходимо разрезать кольцо по точке потокоораздела по активной мощности, преобразовав его в схему с двумя радиальными участками и общим источником питания (рис.8.14). Далее схема рассчитывается с учётом потерь как две радиальные схемы. Результатом расчёта первого этапа являются потоки мощности, вытекающие из источника питания \dot{S}'_1 и \dot{S}'_4 .

Расчёт напряжений в узлах кольцевой схемы на втором этапе ничем не отличается от расчёта радиальной схемы.

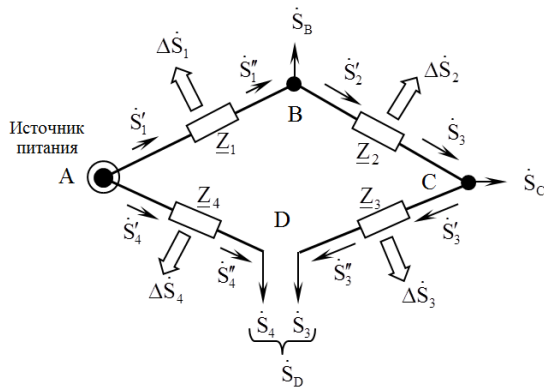


Рис.8.14. Схема разомкнутой кольцевой сети

По окончании второго этапа расчёта необходимо снова выполнить первый этап, используя полученные на II этапе уровни напряжения. Итерационный расчёт необходимо продолжать пока изменения напряжения в узлах для каждой новой итерации превышают пределы заданной погрешности расчёта.

Тема 8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов

Главной отличительной особенностью сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов являются уравнильные токи, протекающие между источниками [6]. Поэтому потери мощности будут выше, нежели в схеме с одинаковыми напряжениями питающих участков.

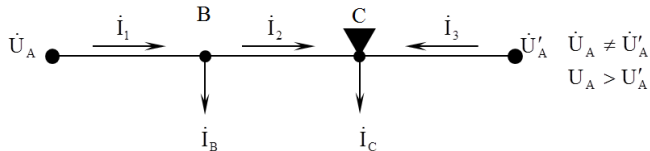


Рис.8.15. Схема с двумя источниками питания.

Расчет режима для данной схемы можно осуществить методом наложения, в соответствии с которым необходимо отдельно рассчитать два режима, и просуммировать их. В первом режиме определяется токораспределение при одинаковых напряжениях источников питания с учетом нагрузок (рис.8.16):

$$I'_1 = \frac{\sum_{i=1}^n I_i \cdot Z_i}{Z_\Sigma} \quad (8.55)$$

$$I'_3 = \frac{\sum_{i=1}^n I_i \cdot Z_i}{Z_\Sigma} \quad (8.56)$$

$$I'_2 = I'_1 - I_B \quad (8.57)$$

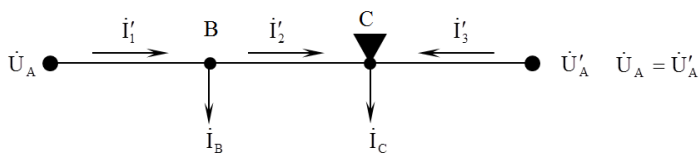


Рис.8.16. Определение токов в сети при равенстве напряжений источников питания.

Во втором режиме необходимо найти уравнильный ток при разных напряжениях источников питания без учета нагрузок (рис.8.17):

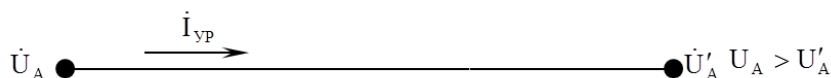


Рис.8.17. Определение уравнильного тока в схеме с двумя источниками питания.

Величина уравнильного тока может быть получена по выражению:

$$I_{yp} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}'_A}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma}$$

или для значений фазных напряжений:

$$\dot{I}_{\text{УР}} = \frac{\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}'_{\Phi A}}{Z_{\Sigma}} \quad (8.58)$$

Таким образом, согласно методу наложения, токи в линиях схемы (Рис.8.15):

$$\dot{I}_1 = \dot{I}'_1 + \dot{I}_{\text{УР}} \quad (8.59)$$

$$\dot{I}_2 = \dot{I}'_2 + \dot{I}_{\text{УР}} \quad (8.60)$$

$$\dot{I}_3 = \dot{I}'_3 - \dot{I}_{\text{УР}} \quad (8.61)$$

При необходимости можно пересчитать (8.59) – (8.61) к значениям полной мощности используя выражение (8.47).

Уравнительный поток мощности:

$$\dot{S}_{\text{УР}} = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_{\text{СР}} \cdot I_{\text{УР}} = \dot{U}_{\text{СР}} \cdot \frac{Z_{\Lambda} - Z'_{\Lambda}}{Z_{\Sigma}} \quad (8.62)$$

где $\dot{U}_{\text{СР}} = \frac{1}{2} \cdot (\dot{U}_{\Lambda} + \dot{U}'_{\Lambda})$ – среднее значение напряжения источников питания.

Потоки мощности в линиях без учёта потерь (Рис.8.15):

$$\dot{S}_1 = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \cdot Z_i}{Z_{\Sigma}} + \dot{S}_{\text{УР}} \quad (8.63)$$

$$\dot{S}_2 = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \cdot Z_i}{Z_{\Sigma}} - \dot{S}_B + \dot{S}_{\text{УР}} \quad (8.64)$$

$$\dot{S}_3 = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \cdot Z'_i}{Z_{\Sigma}} - \dot{S}_{\text{УР}} \quad (8.65)$$

Выражения (8.63) – (8.65) не учитывают потери мощности в линиях, поскольку при переходе к величинам мощностей, напряжения в узлах принимались одинаковыми. Дальнейший расчёт режима такой сети осуществляется методом «в два этапа» путём разделения схемы в точке потокораздела, т.е. аналогично замкнутой кольцевой сети. При этом на втором этапе имеются два источника питания.

Тема 8.8. Расчет замкнутых сетей методом контурных мощностей

В практике проектирования электрических сетей часто возникает необходимость расчёта потокораспределения в замкнутых сетях, имеющих несколько контуров. Для решения такой задачи можно использовать метод контурных мощностей [29].

Для примера рассмотрим методику расчета потокораспределения методом контурных мощностей в схеме, представленной на рисунке 8.18. При этом заданными будем считать величины нагрузок в узлах \dot{S}_B , \dot{S}_C , \dot{S}_D , \dot{S}_F и сопротивления ветвей $Z_1 \div Z_7$.

Для расчёта потокораспределения необходимо выполнить следующие этапы:

- Определяется число независимых контуров, как разность между числом ветвей B и числом узлов Y :

$$K = B - Y = 7 - 4 = 3$$

- Выбирается направление обхода контура.

- Произвольно выбираются неизвестные потоки мощности, причём их количество должно быть равно количеству независимых контуров, например \dot{S}_1 , \dot{S}_2 и \dot{S}_3 .

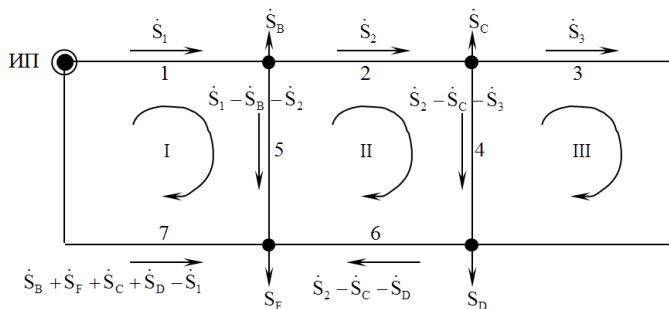


Рис.8.18 Схема для расчета методом контурных мощностей.

- Мощности в остальных ветвях сети выражаются через неизвестные, в соответствии с первым законом Кирхгофа:

$$\begin{aligned}\dot{S}_4 &= \dot{S}_2 - \dot{S}_C - \dot{S}_3 \\ \dot{S}_5 &= \dot{S}_1 - \dot{S}_B - \dot{S}_2 \\ \dot{S}_6 &= \dot{S}_2 - \dot{S}_C - \dot{S}_D \\ \dot{S}_7 &= \dot{S}_B + \dot{S}_F + \dot{S}_C + \dot{S}_D - \dot{S}_1\end{aligned}$$

– Составляются контурные уравнения для всех независимых контуров:

$$\begin{cases} \dot{S}_1 \cdot Z_1 + \dot{S}_1 - \dot{S}_B - \dot{S}_2 \cdot Z_5 + \dot{S}_B + \dot{S}_C + \dot{S}_D + \dot{S}_F + \dot{S}_1 \cdot Z_7 = 0 \\ \dot{S}_2 \cdot Z_2 + \dot{S}_2 - \dot{S}_C - \dot{S}_3 \cdot Z_4 + \dot{S}_2 - \dot{S}_C - \dot{S}_D \cdot Z_6 - \dot{S}_1 - \dot{S}_B - \dot{S}_2 \cdot Z_5 = 0 \\ \dot{S}_3 \cdot Z_3 - \dot{S}_2 - \dot{S}_C - \dot{S}_3 \cdot Z_4 = 0 \end{cases} \quad (8.66)$$

- Полученная система уравнений (8.66) решается относительно неизвестных \dot{S}_1 , \dot{S}_2 и \dot{S}_3 .
- Определяются мощности в остальных ветвях.
- Выполняется проверка.

Далее в схеме определяются точки потокоораздела, по которым схема последовательно разделяется на радиальные участки (рис.8.19.а).

Следует отметить, что в точке D присутствует вторичная точка потокоораздела (рис.8.19.б), для которой необходимо определить втекающие потоки мощности \dot{S}'_3 и \dot{S}'_4 (рис.8.19.в) с учётом величины потерь мощности в линии 6.

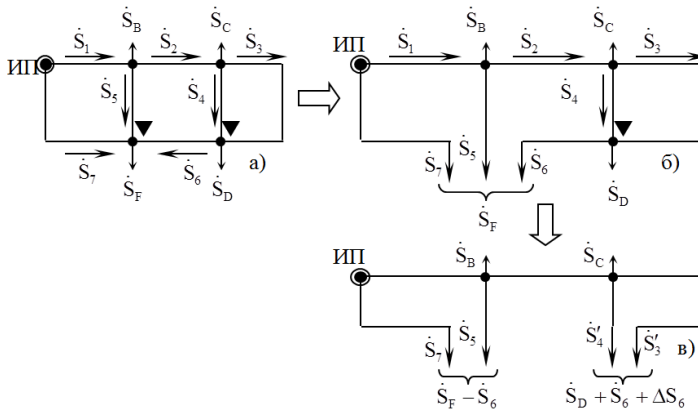


Рис.8.19. Преобразование замкнутой схемы в разомкнутую.

Далее необходимо выполнить расчёт потерь мощности в сети, уточнить потокораспределение и рассчитать уровни напряжений в узлах. С этой целью можно выполнить расчёт по методу “в два этапа”. Применение метода контурных мощностей для расчёта замкнутых сетей позволяет осуществить расчёт режимов с достаточной для инженерных расчётов точностью.

Тема 8.9. Метод узловых напряжений

Одним из известных методов расчёта потокораспределения в сложозамкнутых сетях [29] является метод узловых напряжений, принцип которого заключается в определении мощности в каждой линии как в сети с двухсторонним питанием (рис.8.20)

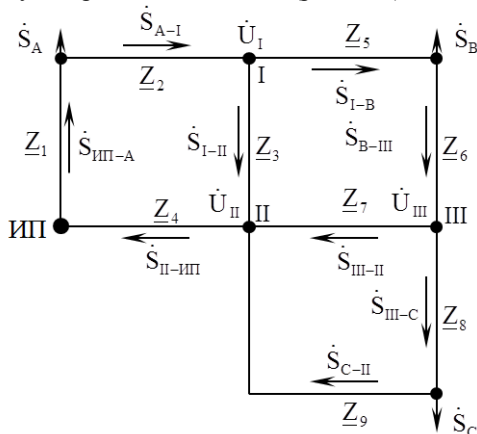


Рис.8.20. Схема для расчета методом узловых напряжений.

Для примера подробно рассмотрим линию I-B-III (рис 8.21):

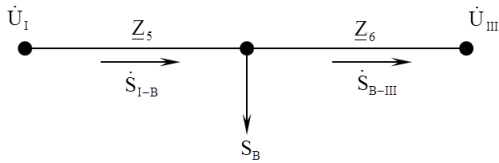


Рис.8.21. Схема участка сети.

Потоки мощности на участке I - III:

$$\dot{S}_{I-B} = \dot{S}_B \cdot \frac{Z_6^*}{Z_5 + Z_6} + \dot{S}_{\text{УР}};$$

$$\dot{S}_{B-III} = \dot{S}_B \cdot \frac{Z_5^*}{Z_5 + Z_6} + \dot{S}_{\text{УР}};$$

Величина уравнительного тока:

$$\dot{S}_{\text{УР}} = 3 \cdot U_{\Phi} \cdot I_{\text{УР}} = 3 \cdot U_{\Phi} \cdot \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{III}}{Z_5 + Z_6}$$

где U_{Φ} – фазное напряжение сети.

Кроме того, между узлами III и II будет протекать уравнительный ток:

$$\dot{S}_{III-II} = \frac{\dot{U}_{III} - \dot{U}_{II}}{Z_7}$$

Аналогично определяются остальные потоки мощности во всех ветвях между узлами I, II и III.

Запишем узловые уравнения для схемы (рис.8.20) по первому закону Кирхгофа:

$$\begin{cases} \dot{S}_{A-I} - \dot{S}_{I-II} - \dot{S}_{I-B} = 0 \\ \dot{S}_{I-II} + \dot{S}_{III-II} - \dot{S}_{II-A} + \dot{S}_{C-II} = 0 \\ \dot{S}_{B-III} - \dot{S}_{III-II} - \dot{S}_{III-C} = 0 \end{cases}$$

Полученную систему решаем относительно неизвестных напряжений в узлах $\dot{U}_I, \dot{U}_{II}, \dot{U}_{III}$.

Далее определяется мощность каждой линии по известным напряжениям в узлах и выполняется проверка.

Тема 8.10. Метод преобразования сети

В некоторых случаях использование методов контурных мощностей и узловых напряжений может оказаться более трудоёмким, чем метода прямого преобразования сети. В соответствии с этим методом [5,6], путем последовательных преобразований сложно-замкнутая сеть преобразуется в линию с двухсторонним питанием, в которой определяются потоки мощности. Затем, путем обратных преобразований определяются потоки в исходной схеме. В подавляющем большинстве случаев применение метода прямого преобразования сети оправдано на этапе предварительного расчёта потокораспределения сети.

Рассмотрим для примера схему (рис.8.22.), имеющую замкнутые контура, и несколько узлов.

Одним из основных подходов в методе преобразования сети является перенос нагрузок (рис.8.22), для чего нагрузку ответвительного узла можно распределять между нагрузками смежных узлов (рис.8.23). На рисунке 8.3. показан перенос нагрузок 5 и 2 в узлы 1, 6 и 3.

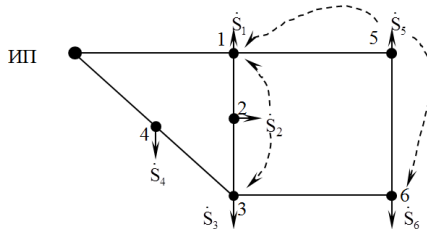


Рис.8.22. Исходная схема

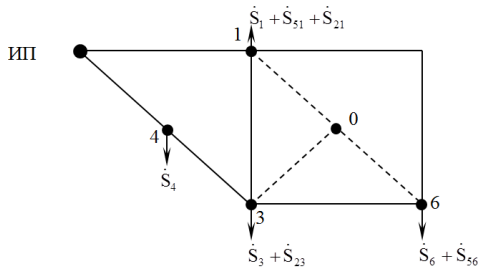


Рис.8.23. Схема, с перенесенными нагрузками 2 и 5

Также можно использовать преобразования треугольников в звезду и наоборот. В частности схема (рис.8.23) может быть преобразована в кольцевую схему (рис.8.24), которая может быть рассчитана как схема с двумя источниками питания.

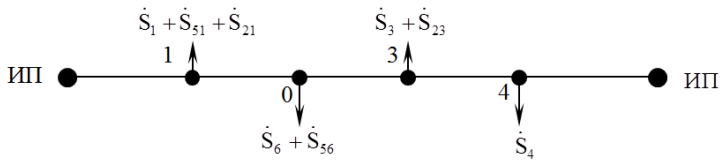


Рис.8.24. Схема, с двумя источниками питания

В схемах с двухсторонним питанием также можно переносить нагрузки (рис.8.25): Тогда потоки мощности на головных участках:

$$\dot{S}_{21} = \frac{\dot{S}_{2H} \cdot Z_{23}^*}{Z_{12} + Z_{23}^*};$$

$$\dot{S}_{23} = \frac{\dot{S}_{2H} \cdot Z_{12}^*}{Z_{12} + Z_{23}^*};$$

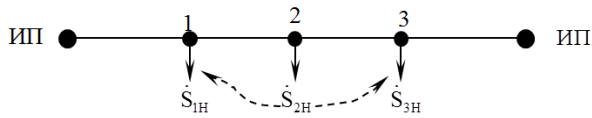


Рис.8.25. К вопросу о переносе нагрузок.

Зная потоки мощности на головных участках можно путём обратных преобразований определить потоки мощности в исходной схеме.

Для преобразования треугольника в звезду используются известные из курса ТОЭ [29] соотношения (рис.8.26).

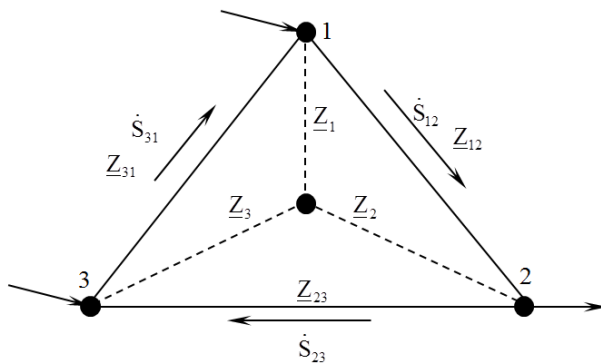


Рис.8.26. К вопросу преобразования треугольника в звезду.

Величины сопротивлений схемы «звезда»:

$$Z_1 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{13}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}} \quad (8.67)$$

$$Z_2 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{23}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}} \quad (8.68)$$

$$Z_3 = \frac{Z_{13} \cdot Z_{23}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}} \quad (8.69)$$

Потоки мощности для схемы «треугольник»:

$$\dot{S}_{12} = \frac{\dot{S}_1^* \cdot Z_1 - \dot{S}_2^* \cdot Z_2}{Z_{12}} \quad (8.70)$$

$$\dot{S}_{23} = \frac{\dot{S}_2^* \cdot Z_2 - \dot{S}_3^* \cdot Z_3}{Z_{23}} \quad (8.71)$$

$$\dot{S}_{13} = \frac{\dot{S}_1^* \cdot Z_1 - \dot{S}_3^* \cdot Z_3}{Z_{13}} \quad (8.72)$$

Полученные методом прямого преобразования сети потоки мощности могут быть использованы на этапе предварительного расчёта для анализа потокораспределения в сети, а также для оценки правильности выбора сечений ЛЭП.

Для более точного расчёта режимов работы сложносвязанных электрических сетей необходимо использовать методы расчёта на ЭВМ, которые в настоящее время реализованы в многочисленных программно-вычислительных комплексах [31,32,33].

Раздел 9. Качество электроэнергии в электрических сетях

Основные показатели качества электрической энергии (ПКЭ), прежде всего, определяются параметрами режима электрической сети: напряжением и частотой.

Тема 9.1. Основные показатели качества электроэнергии

В отечественных электрических сетях показатели качества регламентируются требованиями [2]. К ним относятся:

- отклонение частоты Δf :

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}} \quad (9.6)$$

где f , $f_{\text{ном}}$ – фактическое и номинальное значение частоты;

- установившееся отклонение напряжения δU_y :

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (9.7)$$

где U_y - установившееся значение напряжения; $U_{\text{ном}}$ - номинальное значение напряжения.

- размах изменения напряжения δU_t :

$$\delta U_t = \frac{|U_{\text{max}} - U_{\text{min}}|}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (9.8)$$

где U_{max} , U_{min} - максимальное и минимальное значения напряжения.

- доза фликера P_t - длительная и кратковременная, характеризующая степень воздействия колебаний светового потока на зрение человека;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой междуфазного (фазного) напряжения K_U :

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}}{U_1} \cdot 100 \quad (9.9)$$

где U_1 - действующее значение напряжения основной частоты; U_n - действующее значение напряжения n -ной гармоники;

- коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$:

$$K_{U(n)} = \frac{U_n}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (9.10)$$

- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} :

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (9.11)$$

где U_2 - действующее значение напряжения обратной последовательности;

- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} :

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{ном}} \cdot 100 \quad (9.12)$$

- где U_0 - действующее значение напряжения нулевой последовательности;
- длительность провала напряжения Δt_n ;
 - импульсное напряжение $U_{имп}$;
 - коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$.

$$K_{перU} = \frac{U_{а max}}{\sqrt{2}U_{ном}} \quad (9.13)$$

где $U_{а max}$ - максимальное амплитудное значение напряжения.

Все ПКЭ имеют нормально-допустимые и предельно-допустимые величины (табл.4.1). Электрическая сеть считается соответствующей требованиям по качеству электроэнергии [2], если предельно допустимые уровни наблюдаются не чаще чем в 5% измерений, причём в остальных 95% измерений ПКЭ не должны превышать нормально-допустимых значений. Если в одном или более случаях ПКЭ превышает предельно-допустимые значения, то электрическая сеть считается несоответствующей требованиям по качеству электроэнергии [2].

Таблица 9.1. – Нормально допустимые и предельно допустимые уровни некоторых показателей качества электроэнергии

ПКЭ	δU_y , %			K_U , %				K_{2U} , %	K_{0U} , %	Δf , Гц	$K_{U(n)}$, % Нечетная (четная) гармоника			
	до 1 кВ	6÷20 кВ	35кВ и выше	до 1 кВ	6÷20 кВ	35кВ	110кВ				до 1 кВ	6÷20 кВ	35кВ	110кВ
Норм.	±5	-	-	5	4	3	2	2	2	±0,2	-	-	-	-
Пред.	±10	±10	±10	10	8	6	4	4	4	±0,4	6(3)	5(2,5)	4(2)	2(1)

В настоящее время в электрических сетях сложилась практика, когда поставщики электроэнергии сертифицируются только по двум показателям, измеряемым в центрах питания, – отклонению частоты и установившемуся отклонению напряжения. Это связано, прежде всего, с отсутствием действующей нормативной базы, регламентирующей надбавки и штрафы за пониженное качество электроэнергии [28].

Тема 9.2. Влияние пониженного качества электроэнергии на работу электроприёмников

В общем случае, все показатели качества можно разделить на группы, в соответствии с их влиянием на работу электроприёмников.

Высокие значения установившегося отклонения напряжения при повышенных уровнях напряжения могут обуславливать [6,28,35]:

- снижение срока службы электроприёмников, в частности осветительных ламп и нагревательных элементов;
 - насыщение трансформаторов напряжения, что приводит к искажению синусоидальности напряжения сети.
- С другой стороны пониженные уровни напряжения сети приводят к [28,35]:
- снижению технико-экономических показателей потребителей, например, за счёт уменьшения производительности установок;
 - увеличению количества бракованной продукции.

Колебания напряжения, регламентируемые дозой фликера, размахом изменения напряжения, провалами напряжения и перенапряжениями, приводят к нарушениям работы множества потребителей и вызывают:

- мигание ламп освещения, которое оказывает негативное влияние на зрение человека;
- отпадание контактов магнитных пускателей при больших колебаниях напряжения;
- снижение качества металла при электролизе алюминия;
- ухудшение качества сварного шва при электродуговой и контактной сварке;
- вибрацию двигателей;
- сбой в работе цифровой техники систем управления и контроля.

Одним из распространённых явлений в электрических сетях низкого напряжения является несимметрия напряжений, при которой, как известно из курса ТОЭ, питающее напряжение содержит составляющие обратной и нулевой последовательности, которые в свою очередь, оказывают негативное влияние на работу электрооборудования и вызывают:

- увеличение потерь мощности и энергии;
- снижение пропускной способности линий электропередачи;
- уменьшение срока службы и экономичности оборудования.
- неравномерную выработку конденсаторными батареями реактивной мощности, в результате чего снижается их проектная мощность.

Кроме того, при использовании мощных несимметричных нагрузок через систему заземления могут протекать большие токи, которые могут высушивать грунт, увеличивая сопротивление заземлителя. Это явление может негативно сказываться на работе релейной защиты.

Известно также, что в асинхронных двигателях, при наличии несимметрии, напряжение обратной последовательности создает поле удвоенной частоты, противоположное полю статора. При этом появляется дополнительный тормозной момент, что обуславливает дополнительный нагрев и снижение срока службы изоляции. В частности срок службы двигателей снижается в 2 раза [35], при $K_{2U} = 4\%$.

Последняя группа ПКЭ связанная с несинусоидальностью напряжений включает в себя коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициент n-ой гармонической составляющей. В общем случае несинусоидальность напряжений способствует:

- дополнительным потерям мощности и энергии в электрических сетях;
- ограничению области применения конденсаторных батарей;
- ускорению старения изоляции, за счет нагрева высокочастотными электромагнитными полями;
- возникновению резонансов напряжений на частотах некоторых гармоник в определенных точках сети, что приводит к выходу из строя конденсаторных батарей;
- неправильным действиям релейной защиты и автоматики;
- увеличению погрешности приборов учёта электроэнергии;
- нарушению работы телемеханики.

Таким образом, ухудшение одного или нескольких показателей качества электроэнергии приводит к ухудшению технико-экономических показателей электрических сетей в целом.

Тема 9.3. Несимметрия в электрических сетях и способы ее снижения

Несимметрия – режим, при котором условия работы одной или нескольких фаз неодинаковы (разные напряжения, нагрузка, сопротивления фаз и пр.).

В общем случае несимметрия бывает:

- кратковременной, которая возникает в послеаварийном режиме, при коротких замыканиях, обрывах фазы, срабатывания однофазного АПВ.
- длительной, возникающей в случаях:
 - несимметрии параметров сети, которая обусловлена несимметричным расположением проводов ЛЭП относительно земли или друг-друга, например, при отсутствии транспозиции проводов.
 - неодинаковой загрузки фаз, при наличии однофазных потребителей.

Как отмечалось ранее, транспозиция проводов является эффективным способом обеспечения симметрии параметров сети, поэтому основным источником несимметрии напряжений и токов в большинстве случаев является несимметричная нагрузка, при которой фазные токи неравны:

$$I_A \neq I_B \neq I_C \quad (9.14)$$

Из курса ТОЭ известно [29], что при неравенстве фазных токов возникают токи обратной и нулевой последовательности, которые, протекая по элементам сети, создают падения напряжения нулевой и обратной последовательности. Эти падения, суммируясь с напряжениями прямой последовательности, обуславливают несимметрию напряжений.

К несимметричным нагрузкам можно отнести (рис.9.3.):

- однофазные печи сопротивления (а);
- однофазные индукционные печи (б);
- дуговые сталеплавильные печи (в);
- однофазные сварочные агрегаты;
- железнодорожный транспорт и т.д.

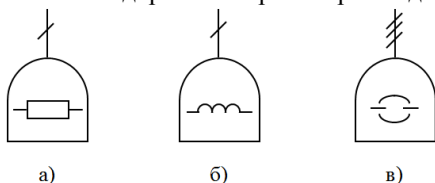


Рис.9.3. Виды электротермических установок.

В соответствии с требованиями [2] в сетях общего назначения нормируются два показателя, характеризующие несимметрию:

1. Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности (9.11).
2. Коэффициент несимметрии по напряжению нулевой последовательности (9.12).

Для снижения уровней несимметрии используются различные методы, например схемные решения, основным из которых является подключение мощных однофазных потребителей к узлам с большой мощностью короткого замыкания S_K . В этом случае должно выполняться условие:

$$S_K \geq 50 \cdot S_{\text{однофазпотр}} \quad (9.15)$$

где $S_{\text{однофазн}} - \text{мощность однофазного потребителя.}$

Выполнение (9.15) приводит к снижению K_{2U} до 2% и менее [5,35].

В свою очередь мощность короткого замыкания S_K будет зависеть от напряжения U и удаленности от источника питания, например станции:

$$S_K = \frac{U^2}{X_C} \quad (9.16)$$

где X_C - сопротивление до источника питания.

Рассмотрим схему (рис.9.4.), на которой представлен некорректный вариант подключения мощной однофазной нагрузки к шинам, питающим симметричную нагрузку на напряжении 35кВ:



Рис.9.4. Схема неправильного подключения мощной однофазной нагрузки.

В зависимости от длины линии от ГПП до РП и сопротивления трансформаторов в данной схеме на шинах РП могут наблюдаться значительные уровни несимметрии напряжений.

Для снижения влияния несимметрии можно применить два возможных варианта подключения нагрузки (рис.9.5 а, б)

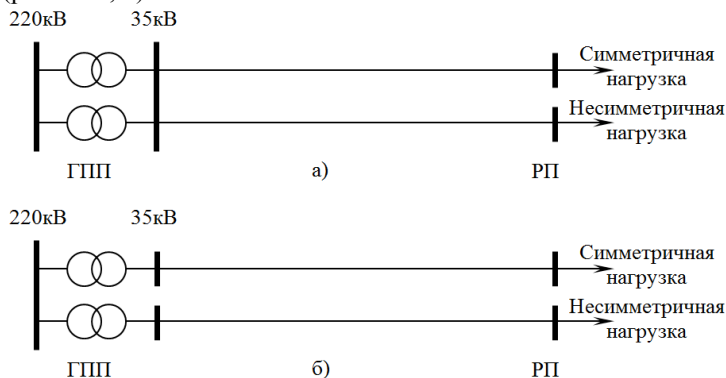


Рис.9.5. Схемы раздельного питания симметричных и несимметричных потребителей.

В случае подключения к сети множества мелких однофазных потребителей основным путём уменьшения несимметрии является их равномерное распределение по фазам [28,35].

В некоторых случаях для снижения несимметрии используются трансформаторы со схемой соединения Y/Z_0 вместо Y/Y_0 , так как схема “зигзаг” имеет низкое значение сопротивления токам нулевой последовательности [28].

Кроме перечисленных методов следует отметить применение специальных индуктивно-емкостных симметрирующих устройств, для компенсации токов обратной последовательности [6,28,35].

Наибольшее распространение получила схема Штейнмеца (рис.9.6) [6].

Для обеспечения симметрии в сети необходимо подобрать такие параметры X_C и X_L , чтобы выполнялось равенство фазных токов $I_A = I_B = I_C$.

Для корректной работы схемы необходимо подобрать сопротивление компенсирующего устройства $X_{ку}$ таким образом, чтобы полностью скомпенсировать реактивную мощность нагрузки. Тогда в соответствии с первым законом Кирхгофа фазные токи равны (рис.9.7):

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{C1} - \dot{I}_H \quad (9.17)$$

$$\dot{I}_B = \dot{I}_L - \dot{I}_{C1} \quad (9.18)$$

$$\dot{I}_C = \dot{I}_H - \dot{I}_L \quad (9.19)$$

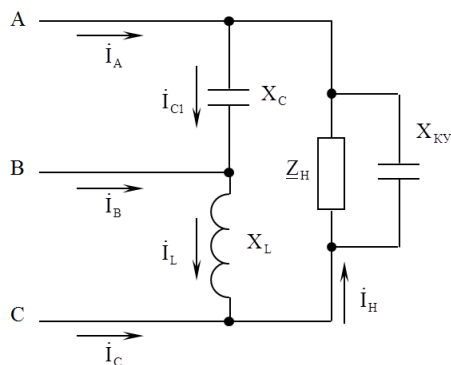


Рис.9.6. Схема подключения к сети однофазной нагрузки с помощью схемы Штейнмеца.

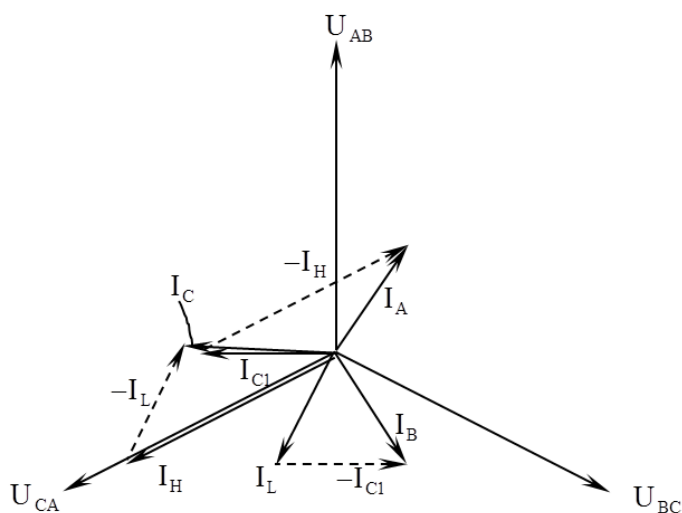


Рис.9.7. Векторная диаграмма схемы Штейнмеца.

Кроме батарей конденсаторов и индуктивностей в симметрирующих устройствах могут применяться специальные трансформаторы с пофазным регулированием напряжения [35].

Следует отметить, что ключевым недостатком симметрирующих устройств является возникновение дополнительных потерь в элементах.

Тема 9.4. Несинусоидальность в электрических сетях

Несинусоидальность напряжения появляется в сети при наличии нагрузок с нелинейной вольт-амперной характеристикой (ВАХ). Несинусоидальные напряжения и токи представляют собой сложные гармонические колебания, для анализа которых может быть использовано преобразование Фурье, в соответствии с которым любая периодическая конечная функция (рис.9.8.), представляется в виде суммы гармонических колебаний:

$$f(\omega \cdot t) \approx A_0 + \sum_{v=1}^{\infty} [a_v \cdot \cos(\omega \cdot t) + b_v \cdot \sin(\omega \cdot t)] \quad (9.20)$$

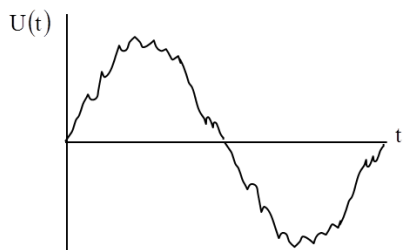


Рис.9.8. Несинусоидальное напряжение

Все периодические составляющие, с номером $v > 1$ называются высшими гармоническими составляющими (ВГ).

Каждая из гармоник имеет свою амплитуду и фазу, которые определяются следующим образом:

$$A_v = \sqrt{a_v^2 + b_v^2} \quad (9.21)$$

$$\varphi_v = \arctg \frac{b_v}{a_v} \quad (9.22)$$

Величина несинусоидальности согласно [2] нормируется с помощью коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения (9.9) и коэффициента n-ой гармонической составляющей напряжения (9.10).

Причина искажения синусоидальности кривой напряжения состоит в том, что токи высших гармоник, потребляемые нагрузками с нелинейной ВАХ протекая по элементам сети, вызывают на них падения напряжения, которые, накладываясь на основную гармонику напряжения, искажают её.

Основными источниками высших гармоник являются вентильные преобразователи, выполненные например, на диодах или тиристорах.

Порядок гармоник, генерируемых вентильными преобразователями, определяется как:

$$\nu = p \cdot k \pm 1 \quad (9.23)$$

где p – число фаз выпрямления; k = 1,2,3...∞

В частности, для самой распространённой шестифазной схемы Ларионова (рис.9.9) $\nu = 5,7,11,13,17,19,23,25, \dots$

В целом, помимо вентильных преобразователей, источником ВГ может быть любая нагрузка с нелинейной ВАХ, например дуговая печь, дуговая сварка, контактная сварка и т.д., так как вольт-амперная характеристика электрической дуги имеет нелинейный характер (рис.9.10), а кроме того, в большинстве подобных установок используются тиристорные преобразователи.

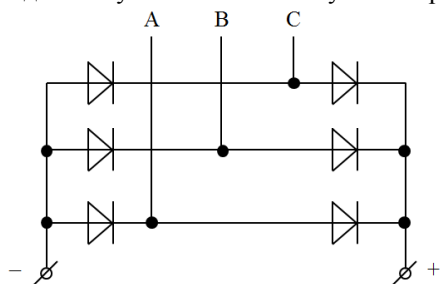


Рис.9.9. Шестифазная схема Ларионова.

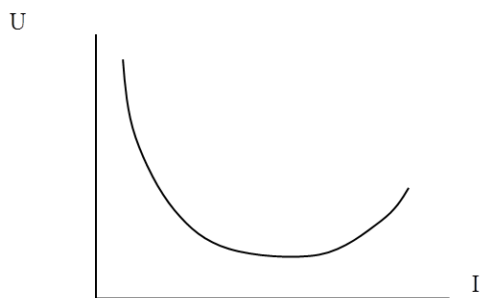


Рис.9.10. Вольт-амперная характеристика электрической дуги

Как отмечалось ранее, источниками высших гармоник могут являться трансформаторы, работающие с перенасыщением в зоне нелинейности ВАХ. В этом случае трансформаторы потребляют из сети несинусоидальные токи, которые обуславливают искажение синусоидальности питающего напряжения.

Следует отметить, что проблема искажения синусоидальности напряжения в электрических сетях сохраняет актуальность, поскольку ВГ способны распространяться по элементам сети на большие расстояния, и вызывать резонансы токов и напряжений на частотах отдельных гармоник. При этом в подавляющем большинстве случаев однозначное выявление источника ВГ оказывается крайне затруднительным.

Тема 9.5. Средства компенсации высших гармоник

Одним из эффективных средств снижения ВГ в электрических сетях является увеличение числа фаз выпрямления установок с вентильными преобразователями. Например, при переходе с 6-ти фазной на 12-ти фазную систему выпрямления коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения уменьшается приблизительно в 1,5 раза [28,35].

Самым распространённым способом увеличения числа фаз выпрямления является применение многофазного эквивалентного режима, когда используются два 6-ти фазных выпрямителя, подключаемых к трансформатору, одна обмотка которого соединена в Δ , а другая в Y . При этом образуется сдвиг между напряжениями одноименных фаз на 30° , тем самым получается схема, эквивалентная 12 фазной схеме выпрямления, но более дешёвая (рис.9.11). Такая схема является источником ВГ с номерами $\nu = 11,13,23,25, \dots$

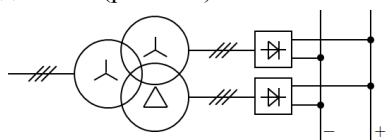


Рис.9.11. Схема эквивалентного 12 фазного режима выпрямления.

В настоящее время также широко применяется эквивалентный 24 фазный режим выпрямления [28].

Следует отметить, что решение об использовании многофазных схем выпрямления принимается на этапе проектирования потребителя, после соответствующего технико-экономического обоснования.

В практике эксплуатации электрических сетей возникают случаи, когда необходимо скомпенсировать ВГ, генерируемые существующим потребителем [28]. Для этого используются фильтры высших гармоник, которые представляют собой последовательно соединённые реактор и конденсаторную батарею (рис.9.12).

Сопротивление фильтра для гармоники ν определяется как:

$$X_{\Phi\nu} = X_L \cdot \nu - \frac{X_C}{\nu} \quad (9.24)$$

где X_C и X_L - сопротивления току промышленной частоты; ν - номер гармоники.

При определённой частоте сопротивление $X_{\Phi\nu}$ равно 0 и фильтр шунтирует гармонику данной частоты. Поэтому в реальных системах величины X_C и X_L подбираются под определённую гармонику.

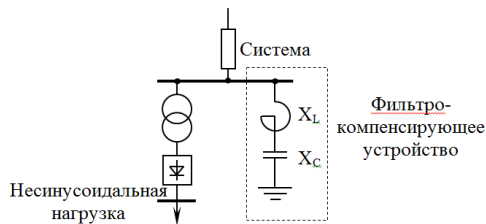


Рис.9.12. Схема подключения фильтра-компенсирующего устройства

Фильтрующие устройства также могут выполнять функцию компенсирующих устройств на промышленной частоте. В этом случае они называются фильтро-компенсирующими устройствами (ФКУ).

Одним из радикальных путей снижения ВГ является использование схемных решений, подразумевающих подключение несинусоидальной нагрузки по выделенным линиям (рис.9.13, 9.14)

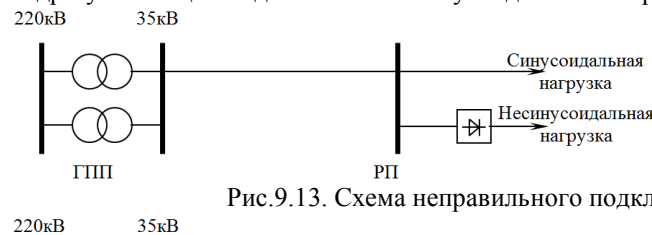


Рис.9.13. Схема неправильного подключения несинусоидальной нагрузки.

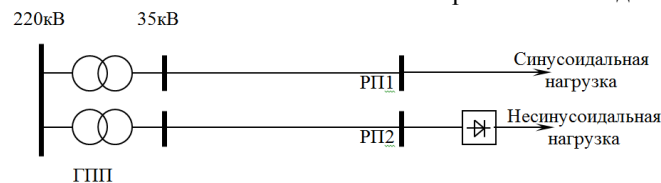


Рис.9.14. Схемы раздельного питания синусоидальных и несинусоидальных потребителей.

Подобные схемные решения, как правило, разрабатываются на этапе проектирования электрических сетей по результатам технико-экономического сравнения вариантов снижения гармоник.

Тема 9.6. Колебания напряжения и мероприятия по их снижению

В соответствии с [2], колебаниями напряжения называются одиночные изменения амплитуды напряжения с частотой более двух раз в минуту. Степень колебаний напряжения характеризуется двумя показателями качества электроэнергии:

- размахом изменения напряжения δU_t ;
- дозой фликера P_f ;

Причиной колебаний напряжения чаще всего является резкопеременная нагрузка, например электродуговая сварка, дуговые сталеплавильные печи, мощные двигатели, работающие в повторно-кратковременном режиме. Такие потребители обуславливают значительные колебания тока, который создаёт соответствующие падения напряжения на элементах сети. Эти падения в свою очередь накладываются на питающее напряжение и обуславливают колебания его амплитуды.

Одним из основных путей снижения колебаний напряжения является раздельное питание спокойной и резкопеременной нагрузок с помощью:

- сдвоенного реактора (рис.9.15);
- трансформатора с расщеплённой обмоткой низкого напряжения.

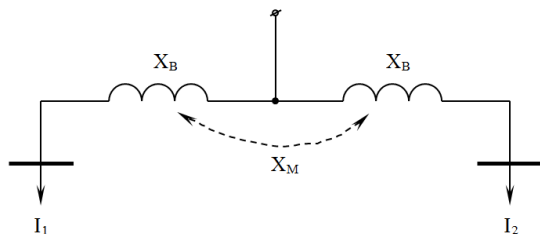


Рис.9.15. Упрощенная схема замещения двояного реактора.

На рисунке 9.15 показаны индуктивные сопротивления ветвей реактора X_B и сопротивление взаимной индукции X_M .

При одинаковой загрузке плеч реактора, когда $I_1=I_2$, величина падения напряжения в ветви реактора равна:

$$\Delta U = I_1 \cdot X_B - I_2 \cdot X_M = I_1 \cdot \left(1 - \frac{X_M}{X_B}\right) \cdot X_B = I_1 \cdot (1 - K_{CB}) \cdot X_B \quad (9.25)$$

где K_{CB} – коэффициент связи обмоток, равный $(0,4 \div 0,5)$ [10].

Таким образом, наличие магнитной связи между обмотками приводит к снижению падения напряжения на двояном реакторе на $(40 \div 50)\%$.

При включении в плечо двояного реактора резкопеременной нагрузки (рис.9.16) возникает эффект компенсации колебаний напряжения.

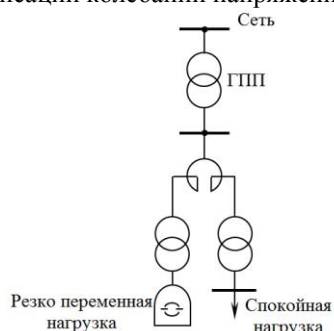


Рис.9.16. Схема подключения спокойной и резкопеременной нагрузок к сети с помощью двояного реактора.

Резкие броски тока в левой ветви реактора (рис.9.16) создают в правой ветви потери напряжения, противоположные по направлению потерям напряжения в трансформаторе главной понизительной подстанции (ГПП). Это явление обусловлено наличием в реакторе сопротивления взаимной индукции X_M .

$$\Delta U_{\%} = \Delta U_{ГПП\%} - \Delta U_{P\%} \quad (9.26)$$

$$\Delta U_{P\%} = \frac{I_{ПИК}}{I_{Н.Р.}} \cdot X_{B\%} \cdot K_{CB} \quad (9.27)$$

где $I_{Н.Р.}$ – ток нормального режима работы; $I_{ПИК}$ – пиковый ток резкопеременной нагрузки.

Таким образом, броски тока резкопеременной нагрузки способны компенсировать падение напряжения в цепи от сети до спокойной нагрузки. Аналогичный эффект возникает при использовании трансформаторов с расщеплённой обмоткой низкого напряжения.

Помимо использования двоянных реакторов и трансформаторов с расщеплёнными обмотками в электрических сетях применяются вспомогательные способы снижения колебаний напряжения, к которым относят:

- Применение установок продольной компенсации (УПК) индуктивного сопротивления (рис.9.17).

В этом случае величина падения напряжения в линии с УПК составляет:

$$\Delta U = R_L \cdot I_H \cdot \cos \varphi + (X_L - X_{УПК}) \cdot I_H \cdot \sin \varphi \quad (9.28)$$

Таким образом, согласно (9.28) в линиях, работающих с большими значениями $\sin \varphi$, величина падения напряжения будет слабо зависеть от бросков тока нагрузки.

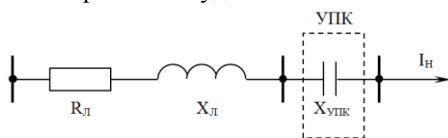


Рис.9.17. Схема замещения линии электропередачи с установкой продольной компенсации.

- Применение синхронных двигателей и синхронных компенсаторов (рис.9.18).

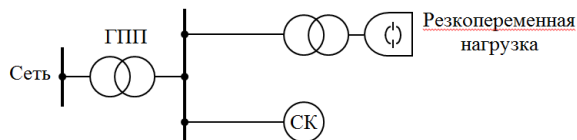


Рис.9.18. Схема подключения синхронного компенсатора к шинам с резкопеременной нагрузкой.

Синхронные машины обладают положительным регулирующим эффектом по напряжению, то есть, способны увеличивать выработку реактивной мощности при снижении напряжения. Дополнительная реактивная мощность приводит к росту напряжения в узле электрической сети, тем самым броски тока резкопеременной нагрузки оказывают меньшее влияние на колебания напряжения.

- Использование быстродействующих статических тиристорных компенсаторов (СТК) (рис.9.19).

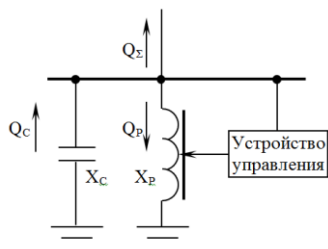


Рис.9.19. Структурная схема СТК.

СТК представляют собой параллельно соединённые конденсаторную батарею и управляемый тиристорами реактор. При этом СТК совмещают в себе достоинства синхронных компенсаторов и конденсаторных батарей:

- плавное регулирование мощности;
- возможность вырабатывать и потреблять реактивную мощность;
- малые потери активной мощности.

В общем случае, выработка СТК реактивной мощности определяется балансом между выработкой конденсаторной батареей Q_C и потреблением реактором Q_P .

- Подключение мощных резкопеременных нагрузок к узлам с большой мощностью короткого замыкания. Величина размаха изменения напряжения для сетей предприятий металлургии может быть определена как [28]:

$$\delta U_t = \frac{\sqrt{\sum_1^n S_{ТРi}^2}}{S_K} \cdot 100 \quad (9.29)$$

где S_K - мощность короткого замыкания сети; $S_{ТРi}$ - мощность i – го печного трансформатора; n – количество печных трансформаторов.

С учётом того, что мощность короткого замыкания сети определяется как

$$S_K = \frac{U^2}{X_C}, \quad (9.30),$$

можно наметить два основных способа повышения S_K :

- увеличение номинального напряжения сети U ;
- снижение сопротивления системы X_C .

Выбор конкретного способа снижения колебаний напряжения осуществляется на основе технико-экономического сравнения вариантов.

Раздел 10. Регулирование напряжения в электроэнергетической системе

Как отмечалось ранее поддержание необходимых уровней напряжения в узлах электрической сети является важной эксплуатационной задачей. Одним из основных способов регулирования напряжения является использование трансформаторов с системами РПН или ПБВ, обеспечивающими встречное регулирование напряжения.

Тема 10.1. Встречное регулирование напряжения

Принцип встречного регулирования напряжения заключается в том, что при увеличении напряжения на шинах потребителя необходимо применять различные средства для его снижения и, наоборот, с ростом напряжения на шинах потребителя необходимо использовать средства снижения напряжения.

Одними из наиболее часто используемых средств регулирования напряжения являются трансформаторы.

Рассмотрим график распределения напряжения от источника питания до шин потребителя (рис.10.1.).

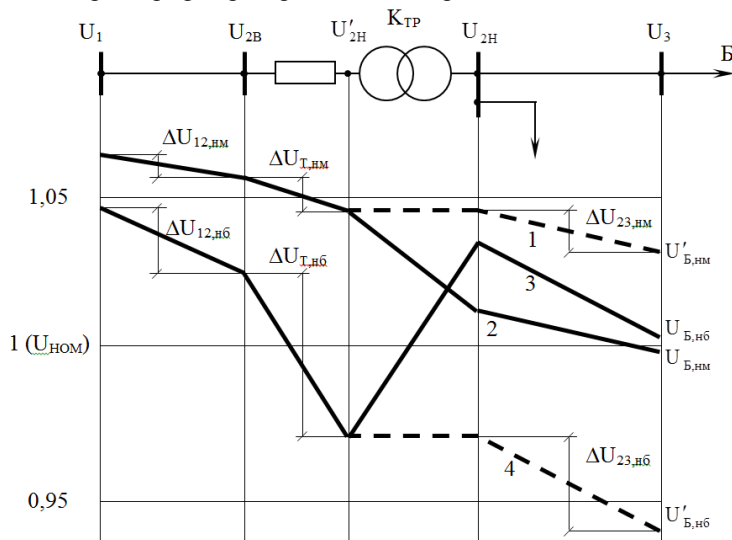


Рис.10.1. Графики распределения уровня напряжения от источника питания до шин потребителей в режимах наименьших и наибольших нагрузок.

Следует отметить, что отрезок 1 (рис.10.1.) параллелен отрезку 2, а отрезок 3 параллелен отрезку 4, поскольку потери в ЛЭП слабо зависят от уровня напряжения на подстанции.

На рисунке 10.1. приведены следующие обозначения:

U_1 – напряжение в центре питания;

$U_{2В}$ – напряжение на высокой стороне районной подстанции;

$U_{2Н}$ – напряжение на низкой стороне районной подстанции;

$K_{ТР}$ – коэффициент трансформации трансформатора;

$U'_{2Н}$ – напряжение на низкой стороне, приведенное к высокой стороне;

$U'_{Б,нм}$, $U'_{Б,нб}$ – напряжения на шинах удаленного потребителя при отсутствии регулирования напряжения на подстанции в режимах наименьшей и наибольшей нагрузок;

$U_{Б,нм}$, $U_{Б,нб}$ – напряжения на шинах удаленного потребителя при встречном регулировании напряжения на подстанции в режимах наименьшей и наибольшей нагрузок соответственно.

Исходя из рисунка 10.1. следует, что в режиме наименьших нагрузок без регулирования коэффициента трансформации уровень напряжения U_3 превышает $U_{НОМ}$, а в режиме наибольших нагрузок U_3 значительно меньше $U_{НОМ}$, при этом нарушается показатель качества электроэнергии δU_y .

Для обеспечения нормального уровня напряжения на шинах приемной подстанции необходимо изменить коэффициент трансформации трансформатора $K_{ТР}$. В режимах наибольшей нагрузки, когда напряжение у потребителей снижено за счет потерь необходимо уменьшать величину $K_{ТР}$, так, чтобы выполнялось равенство $U_{2Н}=1.05U_{НОМ,СЕТИ}$ [13]. В режимах наименьшей нагрузки необходимо увеличивать $K_{ТР}$ и поддерживать уровень напряжения $U_{2Н}=(1\div 1.02)$ [13].

На практике изменение $K_{ТР}$ возможно путем изменения числа витков обмоток трансформатора. Для этого в большинстве современных трансформаторов используется системы РПН или ПБВ, позволяющие переключать регулировочные ответвления.

В соответствии с [5,10], регулировочными ответвлениями называются ответвления обмотки, с которых можно снимать напряжение, отличающееся от номинального.

Тема 10.2. Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов

Конструктивно регулировочные ответвления располагаются на обмотке высокого напряжения трансформатора по следующим причинам:

- токи в обмотке высокого напряжения значительно меньше, чем в обмотках низкого, что позволяет упростить конструкцию переключателя ответвлений.
- обмотка высокого напряжения содержит большее количество витков, чем обмотка низкого. Таким образом, достигается плавное регулирование напряжения.

Рассмотрим схему электропередачи (рис.10.2) которая иллюстрирует способ регулирования напряжения на подстанции с помощью изменения коэффициента трансформации трансформатора.

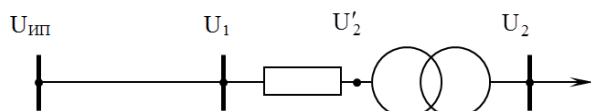


Рис.10.2. Схема электропередачи

Напряжение на высокой стороне трансформатора определяется как:

$$U_1 = U_{\text{ИП}} - \Delta U_{\text{СЕТИ}} \quad (10.1)$$

Напряжение на низкой стороне трансформатора, приведенное к высокой стороне:

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_{\text{ТР}} \quad (10.2)$$

Приведем (10.2) к напряжению низкой стороны:

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_{\text{ТР}}} \quad (10.3)$$

В свою очередь точная величина коэффициента трансформации равна:

$$K_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{ОТВ}}}{U_{\text{НН}}} \quad (10.4),$$

где $U_{\text{ОТВ}}$ – напряжение соответствующего регулировочного ответвления.

Подставив (10.2) и (10.4) в (10.3) получим величину напряжения на низкой стороне трансформатора в зависимости от напряжения выбранного регулировочного ответвления:

$$U_2 = \frac{U_1 - \Delta U_{\text{ТР}}}{U_{\text{ОТВ}}} \cdot U_{\text{НН}} \quad (10.5).$$

Таким образом, изменяя напряжение ответвления можно осуществлять регулирование напряжения на низкой стороне трансформатора.

Тема 10.3. Трансформаторы с ПБВ и с РПН

Рассмотрим однолинейную схему трансформатора с ПБВ (рис.10.3), на которой имеются 5 регулировочных ответвлений. При подключении трансформатора через основное ответвление коэффициент трансформации соответствует номинальному.

Для увеличения напряжения на низкой стороне необходимо перейти на ответвление с меньшим количеством витков, при этом коэффициент трансформации будет уменьшен, а напряжение на низкой стороне увеличится.

Диапазон регулирования напряжения трансформаторов с ПБВ составляет $\pm 2 \times 2.5\%$ (± 5). В настоящее время большинство силовых трансформаторов с напряжениями 6÷10кВ на высокой стороне выпускаются с устройством ПБВ.

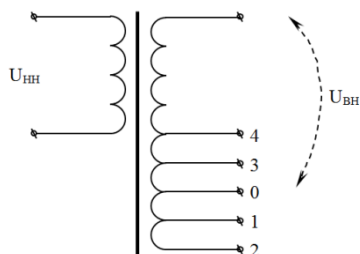


Рис.10.3. Принципиальная электрическая схема трансформатора с ПБВ.

Однако в большинстве системообразующих и распределительных сетей высокого напряжения использование трансформаторов с ПБВ не представляется возможным, поскольку одним из важнейших требований, предъявляемых к этим сетям, является бесперебойность, а переключатели ПБВ требуют обязательного отключения нагрузки при переключении ответвлений. Для решения данной проблемы и был разработан переключатель РПН. Существует много вариантов схем РПН, но для пояснения принципа работы рассмотрим упрощенную схему переключателя (рис.10.4).

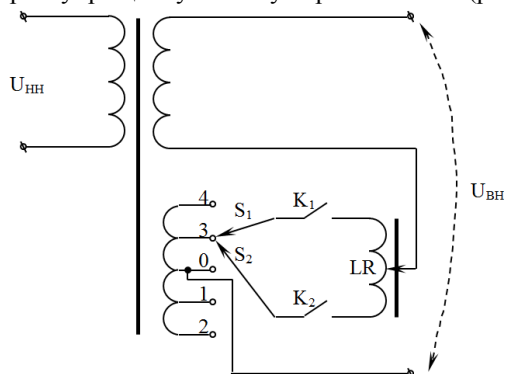


Рис.10.4. Упрощенная принципиальная электрическая схема трансформатора с РПН.

Обмотка высокого напряжения трансформатора с РПН содержит две части: регулируемую и нерегулируемую. На регулируемой части имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 0 – 4. Переключатель РПН имеет также подвижные контакты S_1 и S_2 , контакторы K_1 и K_2 , а также сдвоенный реактор LR.

Для перехода на другое ответвление переключатель РПН осуществляет следующие действия:

- отключается контактор K_1 ;
- подвижный контакт S_1 переводится на соседнее ответвление;
- замыкается контактор K_1 , при этом через реактор LR протекают уравнивающие токи, величина которых незначительна, поскольку реактор обладает большой индуктивностью;
- отключается контактор K_2 ;
- подвижный контакт S_2 переводится на ответвление, куда был переведён S_1 ;
- замыкается контактор K_2 .

В нормальном режиме работы токи в плечах реактора LR создают одинаковые по величине, и противоположные по направлению магнитные поля, которые компенсируют друг друга, в результате чего индуктивное сопротивление реактора оказывается весьма незначительным.

Управление процессом работы переключателем РПН осуществляется системой автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ).

Диапазон регулирования напряжения большинства двухобмоточных трансформаторов с РПН составляет $\pm 9 \times 1.78\%$ ($\pm 16\%$) или $\pm 8 \times 1.5\%$ ($\pm 12\%$) в зависимости от класса напряжения.

Следует отметить, что применение РПН экономически оправдано только на мощных трансформаторах, поскольку на маломощных стоимость переключателя оказывается сопоставима со стоимостью самого трансформатора.

Тема 10.4. Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточного трансформатора

Существует несколько методов выбора регулировочных ответвлений, наиболее простым из которых является метод, основанный на непосредственном определении напряжения регулировочного ответвления.

Для реализации данного метода используется 3 этапа:

- Определение напряжения на низкой стороне U'_2 , приведённого к напряжению высокой стороны трансформатора U_1 (рис.10.2).

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_{\text{ТР}} \quad (10.6)$$

где $\Delta U_{\text{ТР}}$ - потери напряжения в трансформаторе.

Величина потерь напряжения может быть определена двумя способами:

а) через параметры схемы замещения R_T и X_T :

$$\Delta U_{\text{ТР}} = \frac{P' \cdot R_T + Q' \cdot X_T}{U_1} \quad (10.7)$$

$$P' = P_H + \Delta P_{\text{ТР}} \quad (10.8)$$

$$Q' = Q_H + \Delta Q_{\text{ТР}} \quad (10.9)$$

где P_H , Q_H - нагрузка на низкой стороне трансформатора; $\Delta P_{\text{ТР}}$ и $\Delta Q_{\text{ТР}}$ - нагрузочные потери активной и реактивной мощности в трансформаторе (потери в меди).

б) через паспортные данные трансформатора:

$$\Delta U_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{В.НОМ}}}{100} \cdot \left[U_{A\%} \cdot \cos \varphi_H + U_{P\%} \cdot \sin \varphi_H \right] \cdot K_3 \quad (10.10)$$

где $\Delta U_{A\%}$ и $\Delta U_{P\%}$ - активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания; K_3 - коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta U_{A\%} = \frac{P_K}{S_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% \quad (10.11)$$

$$\Delta U_{P\%} \approx U_{K\%} \quad (10.12)$$

$$K_3 = \frac{S_H}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (10.13)$$

$$\varphi_H = \arctg \left(\frac{Q_H}{P_H} \right) \quad (10.14)$$

где P_H , Q_H и S_H - активная, реактивная и полная мощности нагрузки трансформатора; n - количество параллельно работающих трансформаторов.

- Определение желаемого напряжения на высокой стороне:

$$U_{В.Ж.} = U_1 - \Delta U_{ТР} \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{2.Ж.}} \quad (10.15)$$

где: $U_{Н.НОМ}$ - номинальное напряжение трансформатора на низкой стороне; $U_{2.Ж.}$ - желаемое напряжение на низкой стороне.

В зависимости от режима работы электрической сети рекомендуется применять $U_{2.Ж.} = 1,05 \cdot U_{НОМ.СЕТИ}$ и $U_{2.Ж.} = (\div 1,02) \cdot U_{НОМ.СЕТИ}$ для максимального и минимального режимов соответственно.

- Выбор номинального напряжения регулировочного ответвления, ближайшего к $U_{В.Ж.}$:

Напряжение ступени регулирования:

$$\Delta U_{СТ} = \frac{\Delta U_{СТ\%}}{100} \cdot U_{В.НОМ} \quad (10.16)$$

где: $\Delta U_{СТ\%}$ - напряжение ступени регулирования в процентах от номинального (в зависимости от типа трансформатора 1,5% или 1,78%).

Номер ответвления, соответствующего желаемому напряжению:

$$n = \frac{U_{В.Ж.} - U_{В.НОМ}}{\Delta U_{СТ}} \quad (10.17)$$

Полученное значение n необходимо округлить до ближайшего целого, с учётом предельного значения n , определяемого конструкцией переключателя РПН (± 8 или ± 9).

Напряжение регулировочного ответвления:

$$U_{ОТ} = U_{В.НОМ} \pm n \cdot \Delta U_{СТ} \quad (10.18)$$

Правильность выбора знака в (10.18) проверяется выполнением условия $U_{ОТ} = U_{В.Ж.}$

- Определение действительного напряжения на выходе трансформатора:

$$U_{2.Д.} = U_1 - \Delta U_{ТР} \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{ОТ}} \quad (10.19)$$

В подавляющем большинстве случаев выбор ответвлений трансформаторов с РПН необходимо выполнять для максимальных и минимальных режимов работы сети.

Особенности выбора ответвлений трансформаторов с ПБВ

Трансформаторы с переключателями ПБВ не позволяют часто осуществлять переключения, поэтому рассчитывается одно регулировочное ответвление, соответствующее максимальному и минимальному режиму работы электрической сети.

Для этого, согласно (10.15) определяются два значения желаемого напряжения на высокой стороне, соответствующие максимальному $U_{В.Ж.}^{MAX}$ и минимальному $U_{В.Ж.}^{MIN}$ режимам работы, по величинам которых рассчитывается среднее значение желаемого напряжения на высокой стороне трансформатора:

$$U_{В.Ж.}^{CP} = \frac{U_{В.Ж.}^{MAX} + U_{В.Ж.}^{MIN}}{2} \quad (10.20)$$

Далее по (10.17) и (10.18) определяется напряжение ответвления $U_{ОТ}^{CP}$, по которому находятся действительные напряжения на низкой стороне трансформатора в режимах максимальной и минимальной нагрузки.

$$U_{2.Д.}^{MAX} = U_1^{MAX} - \Delta U_{ТР}^{MAX} \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{ОТ}^{CP}} \quad (10.21)$$

$$U_{2.Д.}^{MIN} = U_1^{MIN} - \Delta U_{ТР}^{MIN} \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{ОТ}^{CP}} \quad (10.22)$$

Если полученные по (10.21) и (10.22) уровни напряжений выходят за границы предельно допустимых значений, то необходимо предусмотреть сезонное регулирование напряжений с помощью ПБВ.

Выбор регулировочных ответвлений трёхобмоточных трансформаторов

В большинстве случаев трёхобмоточные трансформаторы снабжаются устройствами ПБВ и РПН, причём переключатель РПН, расположен на обмотке высокого напряжения, а переключатель ПБВ - на обмотке среднего.

Соответственно переключатель РПН позволяет регулировать напряжение на стороне низкого и среднего напряжения, а переключатель ПБВ – только на стороне среднего напряжения.

Такие конструктивные особенности трёхобмоточного трансформатора определяют последовательность выбора регулировочных ответвлений:

- 1) Выбираются ответвления РПН со стороны высокого напряжения для режимов максимальных и минимальных нагрузок, причём трансформатор рассматривается как двухобмоточный.

$$U_{В.Ж.} = U_1 - \Delta U_{ТР.В-Н} \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{Н.Ж.}} \quad (10.23)$$

где $U_{Н.Ж.}$ - желаемое напряжение на низкой стороне трёхобмоточного трансформатора, которое принимается равным $U_{Н.Ж.} = 1,05 \cdot U_{НОМ.СЕТИ}$ для максимального режима и $U_{Н.Ж.} = \left(\div 1,02 \right) \cdot U_{НОМ.СЕТИ}$ для минимального; $\Delta U_{Т.В-Н}$ - сумма потерь напряжения в обмотках высокого $\Delta U_{ТР.В}$ и низкого напряжения $\Delta U_{ТР.Н}$:

$$\Delta U_{ТР.В-Н} = \Delta U_{ТР.В} + \Delta U_{ТР.Н} \quad (10.24)$$

В свою очередь потери в обмотках можно определить как (рис.10.5):

$$\Delta U_{ТР.В} = \frac{P'_B \cdot R_B + Q'_B \cdot X_B}{U_1}, \quad (10.25)$$

$$U_A = U_1 - \Delta U_{ТР.В} \quad (10.26)$$

$$\Delta U_{ТР.Н} = \frac{P'_H \cdot R_H + Q'_H \cdot X_H}{U_A}, \quad (10.27)$$

2) Согласно (10.16 – 10.18), по значениям $U_{В.Ж.}^{MAX}$ и $U_{В.Ж.}^{MIN}$ определяются напряжения ответвлений для максимального и минимального режимов $U_{ОТ}^{MAX}$ и $U_{ОТ}^{MIN}$ соответственно.

3) Определяются действительные уровни напряжения на низкой стороне трёхобмоточного трансформатора в режимах максимальной и минимальной нагрузок:

$$U_{Н.Д.} = U_1 - \Delta U_{ТР.В-Н} \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{ОТ}} \quad (10.28)$$

4) Выбирается одно желаемое напряжение ответвления со стороны среднего напряжения:

$$U_{С.Ж.} = \frac{U_C \left(U_{ОТ}^{MAX} + U_{ОТ}^{MIN} \right)}{U'_{С.МАЗ} + U'_{С.МІН}} \quad (10.29)$$

где U_C – желаемое напряжение на шинах среднего напряжения, выбираемое как $U_C = 1,025 \cdot U_{С.СЕТИ}$; $U'_{С.МАЗ}$ и $U'_{С.МІН}$ – напряжение на средней стороне трансформатора, приведённое к напряжению высокой стороны в режимах минимальной и максимальной нагрузок, которое в общем виде определяется как:

$$U'_C = U_1 - \left(\Delta U_{ТР.В} + \Delta U_{ТР.С} \right) \quad (10.30)$$

$$\Delta U_{ТР.С} = \frac{P'_C \cdot R_C + Q'_C \cdot X_C}{U_A} \quad (10.31)$$

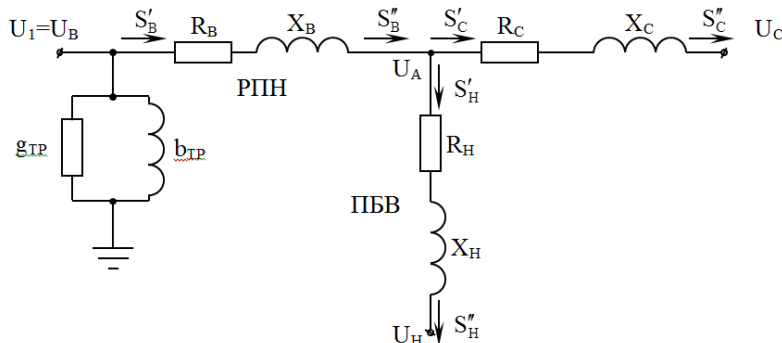


Рис.10.5. Схема замещения для выбора регулировочных ответвлений трехобмоточного трансформатора.

5) По величине $U_{С.Ж.}$ выбирается стандартное ответвление на стороне среднего напряжения $U_{С.ОТ}$:

$$n = \frac{U_{С.Ж.} - U_{С.НОМ}}{\Delta U_{СТ}} \quad (10.32)$$

$$U_{С.ОТ} = U_{С.НОМ} \pm n \cdot \Delta U_{СТ} \quad (10.33)$$

Следует отметить, что величина $\Delta U_{СТ}$ в (10.33) определяется по выражению (10.16), исходя из условия, что для переключателя ПБВ $\Delta U_{СТ\%} = 2,5\%$.

6) Определяются действительные напряжения на шинах среднего напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок:

$$U_{С.Д.}^{MAX} = \frac{U'_{С.МАЗ}}{U_{ОТ}^{MAX}} \cdot U_{С.ОТ} \quad (10.34)$$

$$U_{С.Д.}^{MIN} = \frac{U'_{С.МІН}}{U_{ОТ}^{MIN}} \cdot U_{С.ОТ} \quad (10.35)$$

Если полученные по (10.34) и (10.35) уровни напряжений выходят за границы предельно допустимых значений, то необходимо предусмотреть сезонное регулирование напряжений с помощью ПБВ.

Выбор регулировочных ответвлений автотрансформаторов

Автотрансформаторы снабжаются последовательным регулировочным трансформатором, включенным в нейтраль обмотки высокого и среднего напряжений с диапазоном регулирования $\pm 10 \times 1\%$. Кроме того, на выводах обмотки среднего напряжения устанавливается устройство РПН с диапазоном $\pm 6 \times 2\%$ (рис.10.6). Поэтому в общем виде алгоритм выбора регулировочных ответвлений автотрансформатора заключается в следующем:

- выбор ответвлений последовательного регулировочного трансформатора, обеспечивающего встречное регулирование напряжения на шинах низкого напряжения;
- выбор регулировочных ответвлений обмотки среднего напряжения, при которых обеспечивается желаемое напряжение на стороне среднего напряжения автотрансформатора.

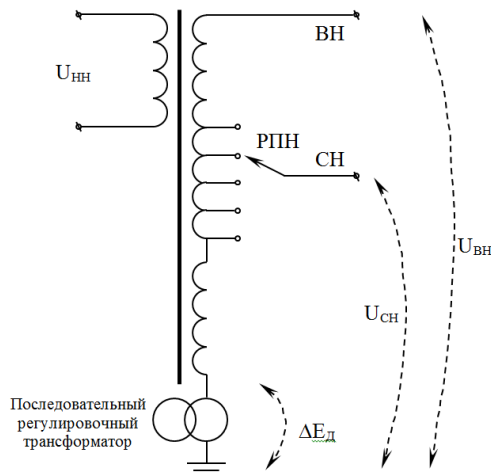


Рис. 10.6. Схема замещения для выбора регулировочных ответвлений автотрансформатора.

Таким образом, задача выбора состоит из следующих этапов:

- 1) Определяются напряжения на шинах среднего U'_C и низкого U'_H напряжений, приведённые к высокому напряжению:

$$U_A = U_1 - \Delta U_{\text{тр.В}} \quad (10.36)$$

$$U'_C = U_A - \Delta U_{\text{тр.С}} \quad (10.37)$$

$$U'_H = U_A - \Delta U_{\text{тр.Н}} \quad (10.38)$$

- 2) Определяется добавочная ЭДС последовательного регулировочного трансформатора:

$$\Delta E_{\text{д}} = \frac{U'_H \cdot U_{\text{Н.НОМ}} - U_{\text{Н.Ж.}} \cdot U_{\text{В.НОМ}}}{U_{\text{Н.Ж.}}} \quad (10.39)$$

где $U_{\text{Н.Ж.}}$ - желаемое напряжение на низкой стороне автотрансформатора, которое принимается равным $U_{\text{Н.Ж.}} = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ.СЕТИ}}$ для максимального режима и $U_{\text{Н.Ж.}} = \left(\div 1,02 \right) U_{\text{НОМ.СЕТИ}}$ для минимального.

$$\Delta E_{\text{д}\%} = \frac{\Delta E_{\text{д}} \cdot 100}{U_{\text{В.НОМ}}} \quad (10.40)$$

По величине $\Delta E_{\text{д}\%}$ подбирается ближайшее стандартное значение добавочной ЭДС.

- 3) Определяется действительное значение напряжения на низкой стороне:

$$U_{\text{Н.д}} = \frac{U'_H \cdot U_{\text{Н.НОМ}}}{U_{\text{В.НОМ}} + \Delta E_{\text{д}}} \quad (10.41)$$

- 4) Выбираются ответвления на выводе обмотки среднего напряжения:

$$U_{\text{С.от}} = \frac{U_{\text{В.НОМ}} \cdot U_{\text{С.ж.}} + U_{\text{С.ж.}} \cdot \Delta E_{\text{д}} - U'_C \cdot \Delta E_{\text{д}}}{U'_C} \quad (10.42)$$

где $U_{\text{С.ж.}}$ - желаемое напряжение на средней стороне автотрансформатора, которое принимается равным $U_{\text{С.ж.}} = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ.СЕТИ}}$ для максимального режима и $U_{\text{С.ж.}} = \left(\div 1,02 \right) U_{\text{НОМ.СЕТИ}}$ для минимального.

- 5) Определяется стандартное ответвление РПН на средней стороне автотрансформатора с учётом (10.16) (10.17):

$$U_{\text{С.от}}^{\text{СТАНД}} = U_{\text{С.НОМ}} \pm n \cdot \Delta U_{\text{СТ}} \quad (10.43)$$

- 6) Рассчитывается действительное значение напряжения на средней стороне:

$$U_{\text{С.д}} = \frac{U'_C \cdot \left(U_{\text{С.от}}^{\text{СТАНД}} + \Delta E_{\text{д}} \right)}{U_{\text{В.НОМ}} + \Delta E_{\text{д}}} \quad (10.44)$$

Полученное напряжение на средней стороне автотрансформатора должно быть близким к желаемой величине $U_{с.ж.}$.

Тема 10.5. Регулирование напряжения на электростанциях

Одним из возможных способов регулирования напряжения в электрической сети является использование возможностей генераторов электростанций, устройство которых позволяет регулировать уровень напряжения на шинах путем изменения тока возбуждения. Такое регулирование напряжения называют централизованным [5].

Конструктивно допустимыми пределами регулирования являются $(0,95 \div 1,05)U_{НОМ.Г.}$. При этом номинальное напряжение генераторов больше номинального напряжения сетей на 5% [6,10]. Например, в сетях 6 и 10 кВ номинальное напряжение генераторов составляет 6,3 и 10,5кВ соответственно. Тогда диапазон регулирования напряжения для таких генераторов составляет 6÷6,6 и 10÷11кВ соответственно.

Нетрудно показать, что этого диапазона недостаточно для качественного регулирования напряжения.

Так приближенная величина потерь напряжения в трансформаторе может быть определена исходя из выражения:

$$\Delta U_{T\%} \approx 0,1 \cdot S_{T*} \cdot 100 \quad (10.45);$$

где S_{T*} – мощность нагрузки трансформатора, приведенная к номинальной:

$$S_{T*} = \frac{S_T}{S_{НОМ}} \quad (10.46);$$

где S_T – мощность нагрузки трансформатора; $S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора.

Поскольку в реальных электрических сетях от генератора до потребителя имеется не менее 3÷4 ступеней трансформации, то в соответствии с (10.45) суммарные потери напряжения составляют:

$$\sum \Delta U_{T\%} \approx (0,3 \div 0,4) \cdot S_{T*} \cdot 100 \quad (10.47).$$

Если принять во внимание, что приведенная мощность трансформаторов в наибольшем режиме составляет $S_{T*} = 1$, а в наименьшем $S_{T*} = 0,4$, то можно определить суммарные значения потерь напряжения для режима наибольших и наименьших нагрузок соответственно: $\sum \Delta U_{T\%.нб} = (30 \div 40)\%$ и $\sum \Delta U_{T\%.нб} = (12 \div 16)\%$.

Результаты практических замеров [35] установившегося отклонения напряжения в реальных электрических сетях показали, что $\delta U_y = (18 \div 24)\%$.

В целом, можно выделить две причины невозможности широкого использования генераторов в качестве основного средства регулирования напряжения:

- диапазон регулирования напряжения генераторов недостаточен для обеспечения соответствия качества электрической энергии требованиям [2];
- существует трудность согласования уровней напряжения у близких и дальних потребителей.

Таким образом, централизованное регулирование с помощью генераторов применяется только как вспомогательное средство регулирования напряжения.

Тема 10.6. Компенсация реактивной мощности

Под компенсацией реактивной мощности понимается выработка и потребление реактивной мощности, так называемыми компенсирующими устройствами (КУ), к которым относятся конденсаторные батареи, синхронные компенсаторы, реакторы и статические источники реактивной мощности.

Основными целями установки компенсирующих устройств являются:

- Обеспечение баланса реактивной мощности

$$Q_{Г(60\%)} + Q_{В(20\%)} + Q_{К(20\%)} = Q_{НАГ} + \Delta Q_{Л} + \Delta Q_{Т} \quad (10.48)$$

В среднем генераторами вырабатывается около 60% потребляемой реактивной мощности [5]. Недостающие 40% обусловлены как зарядной мощностью линий $Q_{В}$ (20%) так и выработкой компенсирующими устройствами (20%).

- Снижение потерь электроэнергии.
- Регулирование напряжения.

Снижение потерь электроэнергии может быть получено путём установки КУ в непосредственной близости от потребителя. При этом вырабатываемая компенсирующими устройствами реактивная мощность потребляется нагрузкой, а поток реактивной мощности по линии от генератора уменьшается (рис.10.7).

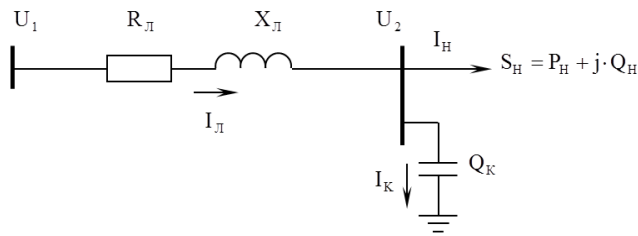


Рис.10.7. Параллельная компенсация реактивной мощности

Поток мощности по линии без компенсирующих устройств равен:

$$S_{л} = P_{H} + j \cdot Q_{H} \quad (10.49),$$

После установки компенсирующих устройств величина потока уменьшится на величину $j \cdot Q_{K}$:

$$S_{л} = P_{H} + j \cdot (Q_{H} - Q_{K}) \quad (10.50),$$

Таким образом, после установки компенсирующих устройств, за счет уменьшения величины реактивной мощности может быть увеличена передаваемая активная мощность.

Потери активной мощности до установки КУ равны:

$$\Delta P = \frac{P_{H}^2 + Q_{H}^2}{U^2} \cdot R_{л} \quad (10.51).$$

После установки КУ величина потерь мощности равна:

$$\Delta P_{КУ} = \frac{P_{H}^2 + (Q_{H} - Q_{K})^2}{U^2} \cdot R_{л} \quad (10.52).$$

В соответствии с выражением (10.52), после установки КУ величина потерь активной мощности в линии снижается.

Аналогичным способом можно показать снижение потерь напряжения. До компенсации можно записать:

$$\Delta U = \frac{P_{H} \cdot R_{л} + Q_{H} \cdot X_{л}}{U} \quad (10.53)$$

После установки КУ величина потерь напряжения равна:

$$\Delta U_{КУ} = \frac{P_{H} \cdot R_{л} + (Q_{H} - Q_{K}) \cdot X_{л}}{U} \quad (10.54).$$

Анализ (10.53) и (10.54) показывает, что КУ позволяют повысить уровень напряжения в конце линии за счет уменьшения потерь напряжения. Это явление называется регулирующим эффектом компенсирующих устройств по напряжению.

Оценить степень такого регулирования можно согласно выражению:

$$\Delta U_{РЕГ} = \Delta U - \Delta U_{КУ} = \frac{Q_{K} \cdot X_{л}}{U} \quad (10.55)$$

Откуда можно выразить величину мощности компенсирующих устройств, необходимую для снижения потерь напряжения на величину $\Delta U_{РЕГ}$:

$$Q_{K} = \frac{\Delta U_{РЕГ} \cdot U}{X_{л}} \quad (10.56)$$

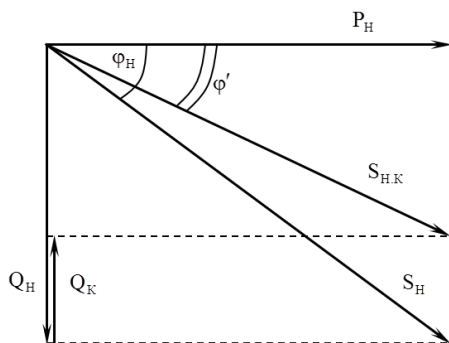


Рис.10.8. Диаграмма мощности при частичной компенсации реактивной мощности.

Из рисунка 10.8 следует, что величина Q_{K} может быть определена как:

$$Q_{K} = P_{H} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{H} - \operatorname{tg} \varphi') \quad (10.57)$$

где $\operatorname{tg} \varphi'$ - желаемый тангенс угла φ .

Для построения векторной диаграммы для схемы (рис10.7), воспользуемся выражениями:
Напряжение в начале линии после компенсации:

$$\dot{U}_{1} = \dot{U}_{2} + I_{л} \cdot (R_{л} + j \cdot X_{л}),$$

где ток в сопротивлениях равен $I_{л} = I_{H} + I_{K}$,

тогда:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \dot{I}_H \cdot R_{\text{Л}} + j \cdot \dot{I}_H \cdot X_{\text{Л}} + \dot{I}_K \cdot R_{\text{Л}} + j \cdot \dot{I}_K \cdot X_{\text{Л}} \quad (10.58)$$

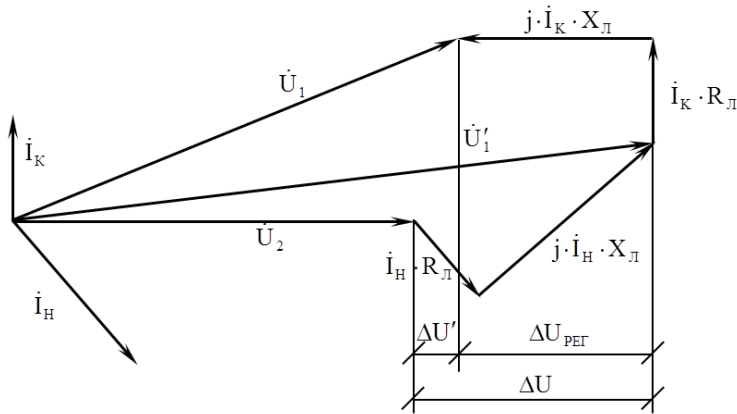


Рис.10.9 Векторная диаграмма линии при параллельной компенсации

Из рисунка 10.9 видно, что $\Delta U_{\text{рег}}$ зависит от \dot{I}_K и $X_{\text{Л}}$. Величина желаемого $\text{tg}\varphi'$ для линий электропередачи разного класса напряжения различна: $\text{tg}\varphi'_{35\text{кВ}} = 0,24$, $\text{tg}\varphi'_{110\text{кВ}} = 0,29$ и $\text{tg}\varphi'_{220\text{кВ}} = 0,4$ [5].

Тема 10.7. Устройства регулирования реактивной мощности

Для компенсации реактивной мощности в электрических сетях в общем случае используются устройства, способные как вырабатывать, так и потреблять РМ, в частности:

- Синхронные генераторы (СГ).

СГ позволяют вырабатывать реактивную мощность за счёт снижения выработки активной, что не всегда экономически оправдано. Возможности СГ по выработке РМ определяются его P-Q диаграммой (рис.10.10).

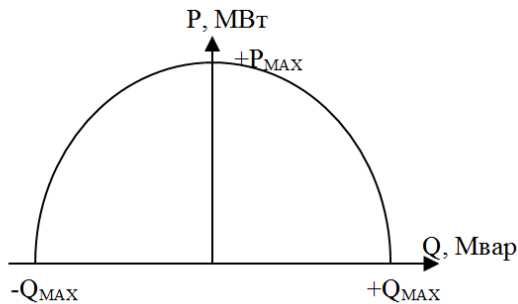


Рис.10.10. P-Q диаграмма синхронного генератора.

В режиме максимальной выработки $+P_{\text{MAX}}$ СГ не могут вырабатывать или потреблять дополнительную реактивную мощность, тогда как на холостом ходу диапазон компенсации РМ можно изменять от $-Q_{\text{MAX}}$ до $+Q_{\text{MAX}}$. Основным недостатком использования СГ в качестве источника РМ является необходимость её передачи через всю сеть, что сопровождается дополнительными потерями мощности.

- Конденсаторные батареи (КБ).

В общем случае КБ можно подсоединять к сети по схемам “треугольник” и “звезда” (рис.10.11.а,б), при этом выработка РМ для схемы “треугольник” составляет:

$$Q_{\text{КБ}}^{\Delta} = \frac{U_{\text{Л}}^2}{X_{\text{КБ}}} = \frac{3 \cdot U_{\text{Ф}}^2}{X_{\text{КБ}}} \quad (10.59)$$

Для схемы “звезда”:

$$Q_{\text{КБ}}^Y = \frac{U_{\text{Ф}}^2}{X_{\text{КБ}}} \quad (10.60)$$

В соответствии со схемой “треугольник”, батареи включаются на линейное напряжение, которое больше фазного в $\sqrt{3}$ раз, поэтому выработка РМ увеличивается в 3 раза.

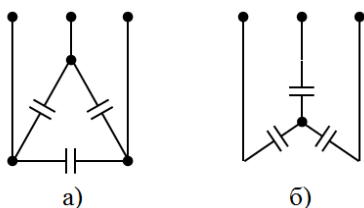


Рис.10.11. Способы соединения конденсаторных батарей для выработки реактивной мощности.

Среди всех известных источников РМ конденсаторные батареи имеют самую низкую стоимость и малые значения потерь электроэнергии. Однако невозможность плавного регулирования мощности, отсутствие возможности потребления РМ и отрицательный регулирующий эффект по напряжению являются недостатками, ограничивающими область применения КБ.

- Синхронные компенсаторы (СК).
Синхронным компенсатором называется синхронный двигатель без нагрузки на валу, который способен как вырабатывать, так и потреблять реактивную мощность. Регулирование РМ осуществляется с помощью тока возбуждения. В настоящее время в электрических сетях СК не находят широкого применения в связи с высокой стоимостью выработки 1квар РМ и наличием больших потерь активной мощности.
- Шунтирующие реакторы (ШР).
ШР применяются для потребления избытков РМ в ЛЭП 500кВ и выше (рис.10.12). В подавляющем большинстве случаев реактивная мощность Q_B , генерируемая такими линиями, не может быть потреблена нагрузкой и её избыток приводит к значительным перенапряжениям, способным привести к повреждению изоляции ЛЭП, коммутационных аппаратов, трансформаторов и т.д.

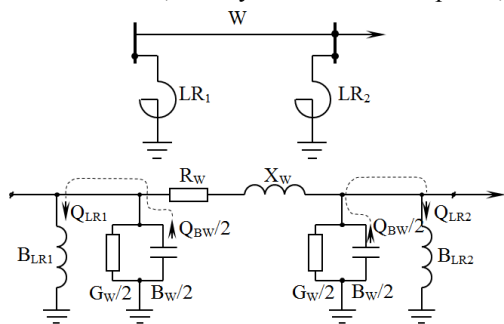


Рис.10.12 Схема подключения шунтирующих реакторов к линии и схема замещения.

Величина мощности, потребляемой шунтирующим реактором, определяется как:

$$Q_p = U^2 \cdot B_{LR} \quad (10.61)$$

где B_{LR} – реактивная проводимость ШР на землю.

В подавляющем большинстве случаев избыток реактивной мощности ВЛ наблюдается в режимах холостого хода и близких к ним, поэтому в начале и в конце линий в таких режимах необходимо подключать ШР.

- Статические тиристорные компенсаторы (СТК).
СТК представляют собой включенные параллельно КБ и управляемый тиристорами ШР (рис.10.13). Также существует вариант СТК с управляемыми КБ [3,36].

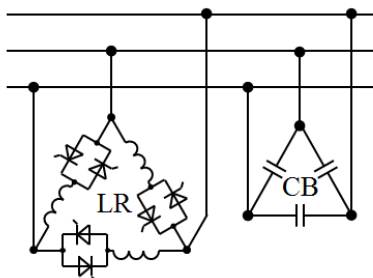


Рис.10.13 Схема силовых цепей СТК.

Регулирование потребления реакторами РМ осуществляется с помощью тириستоров, включенных по встречно-параллельной схеме.

Следует отметить, что СТК в отличие от СК имеют меньшие значения потерь активной мощности и невысокую стоимость выработки РМ, поэтому в настоящее время использование СТК являются одним из перспективных направлений при создании “гибких” электропередач переменного тока [36]. Такие электропередачи способны изменять свои параметры в соответствии с режимом работы электрической сети.

Тема 10.8. Продольная компенсация сопротивления линии

Одним из эффективных способов повышения пропускной способности электропередач переменного тока является продольная компенсация индуктивного сопротивления линии. Для этого в цепь линии устанавливается установка продольной компенсации (УПК) (рис.10.14) [5,6].

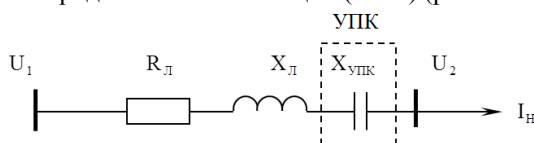


Рис.10.14 Схема подключения УПК в линию.

Напряжение в начале линии равно:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \dot{I}_H \cdot R_{\text{Л}} + j \cdot \dot{I}_H \cdot X_{\text{Л}} - j \cdot \dot{I}_H \cdot X_{\text{УПК}} \quad (10.62)$$

Таким образом, величина напряжения в конце линии после установки УПК будет увеличена (рис.10.15).

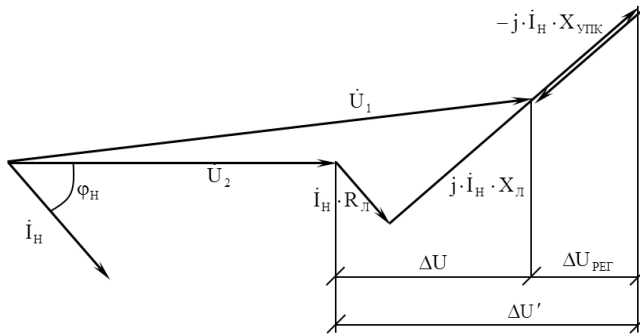


Рис.10.15. Векторная диаграмма линии электропередачи при продольной компенсации.

Степень компенсации в данном случае можно определить как:

$$\alpha = \frac{X_{\text{УПК}}}{X_{\text{Л}}} \quad (10.63)$$

В общем случае, УПК можно использовать как для регулирования напряжения, так и для повышения пропускной способности дальних линий электропередачи. Под пропускной способностью линии понимается наибольшая мощность, которую линия может передать при всех технических ограничениях.

В случае, ограничения пропускной способности электропередачи по условию статической устойчивости [3] использование УПК позволяет значительно увеличить предельное значение такого ограничения:

$$P_{\text{ПР}} \approx \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{\text{Л}} - X_{\text{УПК}}} \quad (10.64)$$

Снижение величины потерь напряжения можно определить из выражения:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{Л}} + Q_{\text{Н}} \cdot (X_{\text{Л}} - X_{\text{УПК}})}{U} \quad (10.65)$$

Как следует из рисунка 10.15 применение УПК наиболее целесообразно при малых значениях $\cos \varphi$.

Тема 10.9. Сравнение способов регулирования напряжения

Исходя из вышеизложенного, основным способом регулирования напряжения в электрических сетях является применение трансформаторов с устройствами РПН.

К вспомогательным способам также можно отнести:

- Применение трансформаторов с устройствами ПБВ;
- Использование генераторов электростанций (централизованное регулирование);
- Изменение потоков реактивной мощности с помощью продольной компенсации;
- Снижение реактивного сопротивления линий электропередачи с помощью продольной компенсации.

4.3. Лабораторные работы

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Наименование лабораторной работы	Объем (час.)	Вид занятия в интерактивной, активной, инновационной формах, (час.)
1	10.	Регулирование напряжения электропередачи с помощью продольной и поперечной компенсации	1	-
2	10.	Регулирование напряжения в электрической сети с помощью трансформаторов	1	-
3	6.	Исследование нагрузочных потерь мощности и энергии в линиях электропередачи	1	-
4	8.	Исследование кольцевой сети 110 кВ	2	-
5	7.	Анализ работы магистральной линии электропередачи 220 кВ	2	-
6	6.	Исследование потерь активной мощности в трансформаторах	1	-
ИТОГО			8	-

4.4. Практические занятия

<i>№ п/п</i>	<i>Номер раздела дисциплины</i>	<i>Наименование тем практических занятий</i>	<i>Объем (час.)</i>	<i>Вид занятия в интерактивной, активной, инновационной формах, (час.)</i>
1	5.	Составление вариантов конфигурации электрической сети	0,5	-
2	6.	Расчет потоков мощности в электрической сети	0,5	-
3	4.	Выбор номинального напряжения участков сети	0,25	-
4	4.	Выбор сечения проводов участков сети	0,25	-
5	6.	Расчет потерь напряжения и потерь мощности в электрической сети	0,5	-
6	3.	Выбор схем первичных соединений подстанций	0,5	-
7	3.	Выбор числа и мощности трансформаторов	0,5	-
8	2.	Капитальные вложения в сеть. Ежегодные эксплуатационные издержки. Оценка надежности электроснабжения.	0,5	-
9	2.	Технико-экономическое сравнение вариантов электрической сети	0,5	-
10	10.	Выбор мощности компенсирующих устройств	1	-
11	7.	Составление расчетной схемы замещения сети	1	-
12	8.	Расчет нормальных и послеаварийных режимов	1	-
13	10.	Регулирование напряжения в электрической сети	1	-
ИТОГО			8	-

4.5. Контрольные мероприятия: курсовой проект

Цель: формирование навыков проектирования и расчета районной электрической сети.

Структура: введение, выбор вариантов электрической сети и их предварительный расчет, технико-экономическое сравнение вариантов электрической сети, электрический расчет основных режимов выбранного варианта сети, регулирование напряжения в сети, заключение.

Основная тематика: Проектирование электрической сети напряжением 35—220 кВ для электроснабжения пяти нагрузочных узлов (А, Б, В, Г, Д) от районной подстанции (ИП)

Рекомендуемый объем: 50-60 страниц машинописного текста.

Выдача задания и сдача обучающимся курсового проекта осуществляется в соответствии с календарным учебным графиком.

Оценка	Критерии оценки курсового проекта.
отлично	Полный ответ на вопросы курсового проекта и дополнительные вопросы (формулы, схемы).
хорошо	Достаточно полный ответ на вопросы курсового проекта с помощью наводящих вопросов.
удовлетворительно	Общее понимание сути расчетов, но не полные ответы
неудовлетворительно	Отсутствие понимания материала курсового проекта

5. МАТРИЦА СООТНЕСЕНИЯ РАЗДЕЛОВ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ К ФОРМИРУЕМЫМ В НИХ КОМПЕТЕНЦИЯМ И ОЦЕНКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

<i>Компетенции</i> <i>№, наименование разделов дисциплины</i>	<i>Кол-во часов</i>	<i>Компетенции</i>							Σ <i>комп</i> .	$t_{ср}$ <i>час</i>	<i>Вид учебных занятий</i>	<i>Оценка результатов</i>
		<i>ОПК-3</i>	<i>ПК-1</i>	<i>ПК-2</i>	<i>ПК-3</i>	<i>ПК-4</i>	<i>ПК-5</i>	<i>ПК-6</i>				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1. Общие сведения об электроэнергетических системах	6.3	-	-	-	+	-	-	-	1	6.3	ЛК, СРС	Экзамен, КП
2. Линии электропередачи переменного и постоянного тока	9.2	-	-	-	+	+	+	-	3	3.1	ЛК, ПЗ, СРС	Экзамен, КП
3. Понижающие и преобразовательные подстанции	12.5	-	-	-	+	+	+	-	3	4.2	ЛК, ПЗ, СРС	Экзамен, КП
4. Характеристики оборудования линий и подстанций	14.7	-	-	-	+	+	+	-	3	4.9	ЛК, ПЗ, СРС	Экзамен, КП
5. Типы конфигураций электрических сетей	6.7	-	-	-	+	+	+	-	3	2.2	ЛК, ПЗ, СРС	Экзамен, КП
6. Электрические нагрузки узлов электрических сетей	37	-	+	+	-	-	+	-	3	12.3	ЛК, ЛР, ПЗ, СРС	Экзамен, КП
7. Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов	40.9	-	+	+	-	-	-	-	2	20.5	ЛК, ЛР, ПЗ, СРС	Экзамен, КП
8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах	47	+	+	+	-	+	+	+	6	7.8	ЛК, ЛР, ПЗ, СРС	Экзамен, КП
9. Качество электроэнергии в электрических сетях	29.7	-	+	+	-	+	-	-	3	9.9	ЛК, СРС	Экзамен
10. Регулирование напряжения в электроэнергетической системе	39	-	+	+	-	+	+	-	4	9.8	ЛК, ЛР, ПЗ, СРС	Экзамен
Всего часов	243	7,8	60.3	60.3	20.7	41.9	44.3	7.8	7	34.7		

6. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

1. Струмеляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие / А.В. Струмеляк. – Братск : БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Игнатъев, И.В. Проектирование районной электрической сети : методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатъев, А. В. Струмеляк. - Братск : БрГУ, 2014. - 82 с.
3. Струмеляк, А.В. Передача и распределение электроэнергии : учебное пособие / А.В. Струмеляк. – Братск: БрГУ, 2008. - 60с.

7. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

№	Наименование издания	Вид занятия	Количество экземпляров в библиотеке, шт.	Обеспеченность, (экз./ чел.)
1	2	3	4	5
Основная литература				
1.	Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.	Лк, ПЗ	70	1
2.	Струмеляк, А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие / А. В. Струмеляк. - Братск : БрГУ, 2014. - 186 с.	Лк, ПЗ, ЛР	73	1
3.	Струмеляк, А.В. Передача и распределение электроэнергии : учебное пособие / А.В. Струмеляк. – Братск: БрГУ, 2008. - 60с.	Лр	70	1
Дополнительная литература				
4	Игнатъев, И.В. Проектирование районной электрической сети : методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатъев, А. В. Струмеляк. - Братск : БрГУ, 2014. - 82 с.	Лк, ПЗ	112	1
5.	Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.	Лк, ПЗ	138	1
6.	Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва : Высшая школа, 1986. - 430 с.	Лк, ПЗ	91	1

8. ПЕРЕЧЕНЬ РЕСУРСОВ ИНФОРМАЦИОННО ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ИНТЕРНЕТ», НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

1. Электронный каталог библиотеки БрГУ
http://irbis.brstu.ru/CGI/irbis64r_15/cgiirbis_64.exe?LNG=&C21COM=F&I21DBN=BOOK&P21DBN=BOOK&S21CNR=&Z21ID=.
2. Электронная библиотека БрГУ
<http://ecat.brstu.ru/catalog>.
3. Электронно-библиотечная система «Университетская библиотека online»
<http://biblioclub.ru>.
4. Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань»
<http://e.lanbook.com>.
5. Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам"
<http://window.edu.ru>.
6. Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU <http://elibrary.ru>.
7. Университетская информационная система РОССИЯ (УИС РОССИЯ)
<https://uisrussia.msu.ru/>.
8. Национальная электронная библиотека НЭБ
<http://xn--90ax2c.xn--p1ai/how-to-search/>.

9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ

9.1. Методические указания для обучающихся по выполнению лабораторных работ / практических работ

Лабораторная работа №1

Регулирование напряжения электропередачи с помощью продольной и поперечной компенсации

Цель работы:

Исследование поперечной компенсации реактивной мощности нагрузки и продольной компенсации реактивного сопротивления электропередачи.

Задание:

1. Используя лабораторный стенд, провести исследование поперечной компенсации реактивной мощности нагрузки.
2. Используя лабораторный стенд, провести исследование продольной компенсации реактивного сопротивления электропередачи.

Порядок выполнения:

1. Изучаются методики компенсации реактивной мощности нагрузок и индуктивного сопротивления линии.
2. Проверяется панель АПК, запускается программа «VECTOR-69». Проверяется связь компьютера с панелью АПК.
3. Выключатель Q1 переводится в положение «отключено», после чего, в соответствии с вариантом задания вводятся параметры всех элементов схемы. Данные можно также загрузить из файла, если такой был подготовлен ранее.
4. Выключатель Q1 переводится в положение «включено», и проверяется работоспособность всей схемы. Оценивается уровень напряжений в узлах.
5. На панели АПК коммутируется схема сетевого района.
6. Выполняются замеры параметров линии W1 и подстанции 1 в режиме естественной нагрузки: напряжение в начале и в конце линии U_1 и U_2 ; нагрузка в конце линии $\dot{S}' = P' + jQ'$; нагрузка на высокой стороне трансформатора T1 $\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2$. Результаты измерений заносятся в таблицу 1.2.
7. С помощью регулятора выработки реактивной мощности Q_K синхронного компенсатора устанавливается режим работы линии W1, при котором наблюдается полная компенсация реактивной мощности нагрузки, что можно проконтролировать по условию равенства нулю реактивной мощности в конце линии $Q' = 0$. Результаты

измерений, вместе с величиной вырабатываемой синхронным компенсатором реактивной мощности q_k , заносятся в таблицу 1.2.

8. Путем регулировки синхронным компенсатором Q_k устанавливается режим, при котором напряжение в конце линии равно номинальному, т.е. $U_2 = U_{ном}$. Результаты измерений заносятся в таблицу 1.2.

9. Аналогичным образом, устанавливается режим, при котором напряжение в конце линии равно напряжению в начале, т.е. $U_2 = U_1$. Результаты измерений также заносятся в таблицу 1.2.

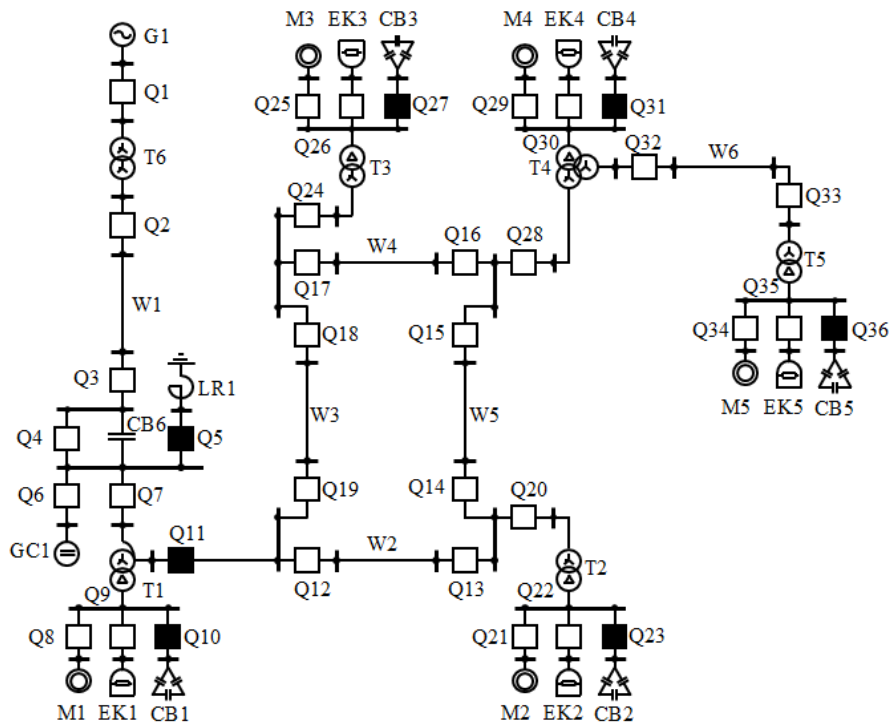


Рис. 1. Коммутация схемы для выполнения лабораторной работы №1.

10. Расчетным путем определяются величины:
полных мощностей:

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

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2},$$

коэффициента мощности линии:

$$\cos \varphi' = \frac{P'}{S'},$$

тока в линии I' .

Падения напряжения в линии без компенсации реактивной мощности в режиме естественной нагрузки:

$$\Delta U = U_1 - U_2$$

Падения напряжения в линии с компенсацией реактивной мощности в остальных режимах:

$$\Delta U' = U_1 - U_2$$

Уменьшения падения напряжения $\Delta U''$ после компенсации.

Расчетной мощности синхронного компенсатора q_k .

Степени компенсации α' . Результаты расчетов заносятся в таблицу 1.2.

11. Включается установка продольной компенсации выключателем Q4. Синхронный компенсатор GC1 отключается выключателем Q6.

12. Путем подбора емкости УПК устанавливается режим, при котором напряжение в конце линии равно номинальному, т.е. $U_2 = U_{ном}$. Подбор желательно осуществлять ступенями по 5 мкФ. Результаты измерений заносятся в таблицу 1.3.

13. Аналогичным образом устанавливается режим, при котором напряжение в конце линии равно напряжению в начале, т.е. $U_2 = U_1$. Результаты измерений также заносятся в таблицу 1.3.

14. Расчетным путем определяются величины:
полных мощностей

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2};$$

тока в линии

$$I_2 = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U_2};$$

падения напряжения в линии с компенсацией индуктивного сопротивления линии для всех режимов

$$\Delta U' = U_1 - U_2;$$

уменьшения падения напряжения $\Delta U''$ после компенсации;

расчетной емкости конденсаторов УПК $C_{\text{УПК}}$;

степени компенсации α'' . Результаты расчетов заносятся в таблицу 1.3.

15. Делаются выводы по работе.

Таблица 1.2.

Исследование параллельной компенсации реактивной мощности																
№	Режим	Измеренные величины							Расчетные величины							
		U_1 , кВ	U_2 , кВ	P' , МВт	Q' , Мвар	P_2 , МВт	Q_2 , Мвар	Q_K , Мвар	S' , МВА	$\cos \varphi'$	S_2 , МВА	I' , А	$\frac{\Delta U}{(\Delta U')}$, кВ	$\Delta U''$, кВ	q_K , Мвар	α'
1	Естественный режим													-	-	-
2	Параллельная компенсация: $Q' = 0$				0											
3	Параллельная компенсация: $U_2 = U_{\text{НОМ}}$, кВ		$U_{\text{НОМ}}$													
4	Параллельная компенсация: $U_2 = U_1$, кВ															

Таблица 1.3.

Исследование продольной компенсации реактивной мощности												
№	Режим	Измеренные величины					Расчетные величины					
		U_1 , кВ	U_2 , кВ	P_2 , МВт	Q_2 , Мвар	$C_{\text{УПК}}$, мкФ	S_2 , МВА	I_2 , А	$\Delta U'$, кВ	$\Delta U''$, кВ	$C_{\text{УПК}}$, мкФ	α''
1	Продольная компенсация: $U_2 = U_{\text{НОМ}}$, кВ		$U_{\text{НОМ}}$									
2	Продольная компенсация: $U_2 = U_1$, кВ											

Форма отчетности:

В отчет по лабораторной работе вносится:

1. Цель работы.
2. Исходные данные для выполнения работы.
3. Схема электрической сети (рис.1.6.).
4. Таблицы опытных и расчетных данных (табл.1.2 и 1.3).
5. Расчет мощности синхронного компенсатора q_K и емкости УПК $C_{\text{УПК}}$ для всех режимов
6. Векторные диаграммы для всех режимов линии:
 - 1) без компенсации;
 - 2) с поперечной компенсацией реактивной мощности $Q' = 0$
 - 3) с поперечной компенсацией реактивной мощности $U_2 = U_{\text{НОМ}}$
 - 4) с продольной компенсацией индуктивного сопротивления $U_2 = U_{\text{НОМ}}$
7. Диаграмма мощности при поперечной компенсации при $U_2 = U_{\text{НОМ}}$.
8. Выводы по работе.
9. Подписанный преподавателем протокол экспериментальных измерений.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к лабораторной работе:

При подготовке к лабораторной работе и для её выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Передача и распределение электроэнергии: Учебное пособие / А.В.Струмеляк. –Братск: БрГУ, 2008. -60с.

Дополнительная литература

1. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / сост. А.В. Струмеляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Что и где компенсирует продольная и поперечная компенсация?
2. Как определяется степень компенсации?
3. Как определить мощность поперечной и емкость продольной компенсации?
4. Как рассчитываются потери напряжения и мощности в линии при продольной и поперечной компенсации?
5. Каков порядок проведения лабораторной работы?
6. Как строятся векторные диаграммы при продольной и поперечной компенсации?

Лабораторная работа №2

Регулирование напряжения в электрической сети с помощью трансформаторов

Цель работы:

Лабораторная работа ставит своей целью дать студентам знания и навыки методов регулирования напряжения в электрической сети. Для этого по известным параметрам работающей сети, напряжениям на подстанциях, и нагрузкам в максимальном и минимальном режимах необходимо определить наилучшие методы регулирования напряжения на шинах потребителей.

Задание:

1. Используя лабораторный стенд, выбрать оптимальные напряжения центра питания, при которых обеспечивается минимум потерь энергии в электрической сети, и соблюдаются требования к качеству напряжения у потребителей.
2. Выбрать регулировочные ответвления, обеспечивающие желаемый уровень напряжения на шинах низшего напряжения трансформаторов. Регулировочные ответвления находятся расчетным путем и проверяются на лабораторной установке «VECTOR-69».

Порядок выполнения:

1. Изучаются методики регулирования напряжений в системообразующей и распределительной сетях.
2. Проверяется панель АПК, запускается программа «VECTOR-69». Проверяется связь компьютера с панелью АПК.
3. Выключатель Q1 переводится в положение «отключено», после чего, в соответствии с вариантом задания вводятся параметры всех элементов схемы. Данные можно также загрузить из файла, если такой был подготовлен ранее.
4. Выключатель Q1 переводится в положение «включено», и проверяется работоспособность всей схемы. Оценивается уровень напряжений в узлах.
5. На панели АПК коммутируется схема сетевого района, представленная на рисунке 2.4.
6. Для режимов минимальной и максимальной нагрузок необходимо измерить величины нагрузочных потерь ΔP_{Hi} и потерь на корону ΔP_{Ki} для линии W1, которые наблюдаются во всем диапазоне регулирования напряжения генератора G1. Результаты измерений необходимо занести в таблицу следующего вида:

Таблица 2.2.

Результаты измерения потерь в линии W1

№	$U_{G1,i}$, кВ	Режим минимальных нагрузок				Режим максимальных нагрузок			
		$U_{W1,i}$, кВ	ΔP_{Hi} , МВт	ΔP_{Ki} , МВт	$\Delta P_{\Sigma, \min, i}$, МВт	$U_{W1,i}$, кВ	ΔP_{Hi} , МВт	ΔP_{Ki} , МВт	$\Delta P_{\Sigma, \max, i}$, МВт
1	15								
2	15,3								
3	15,6								
4	15,9								
5	16,2								
6	16,5								

Для получения корректных результатов измерений необходимо обеспечить постоянную нагрузку в узлах, что достигается выбором опции «*Нагрузки не зависят от напряжения (приближенный учет)*» в меню «*Настройки*»/«*Статические характеристики нагрузок*».

По результатам измерений необходимо построить графики зависимости потерь в линии W1, от напряжения в начале линии $\Delta P_{Hi} = f(U_{W1,i})$, $\Delta P_{Ki} = f(U_{W1,i})$ и $\Delta P_{\Sigma,i} = f(U_{W1,i})$, где $\Delta P_{\Sigma,i} = \Delta P_{Hi} + \Delta P_{Ki}$ (рис.2.2). По графикам $\Delta P_{\Sigma,i} = f(U_{W1,i})$, для минимальной и максимальной нагрузок линии W1 необходимо выбрать оптимальные уровни напряжения $U_{ОПТ, \min}$ и $U_{ОПТ, \max}$, которые соответствуют минимальным значениям суммарных потерь активной мощности линии, для режимов минимальных и максимальных нагрузок $\Delta P_{\Sigma, \min}$ и $\Delta P_{\Sigma, \max}$. Также необходимо определить соответствующие напряжения генератора $U_{G1,ОПТ, \min}$ и $U_{G1,ОПТ, \max}$, которые обеспечивают минимальные значения потерь линии W1 в режиме минимальных и максимальных нагрузок.

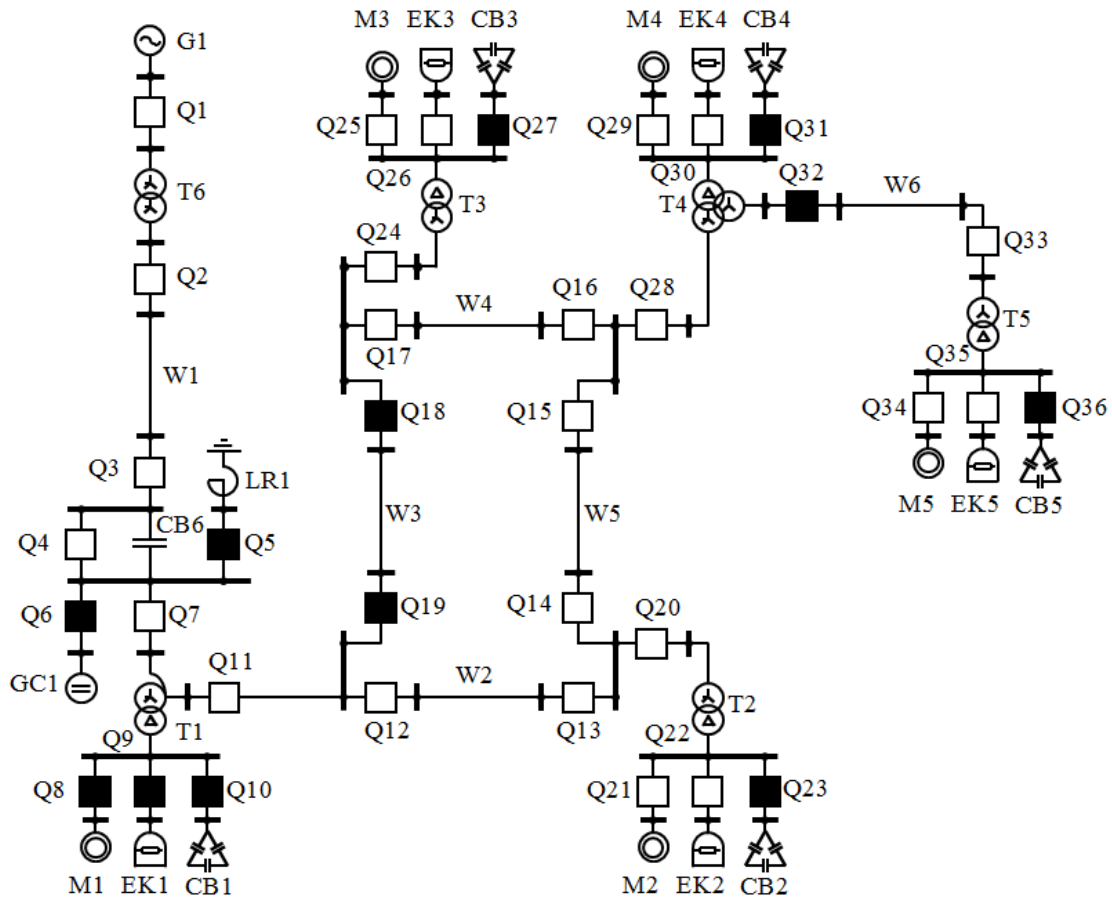


Рис.2.4. Коммутация схемы для выполнения лабораторной работы №2.

7. Устанавливается режим максимальных нагрузок при напряжении генератора $U_{G1.OPT.max}$.

Для трансформатора Т1, путём подбора устанавливается такое регулировочное ответвление, при котором напряжение на его низкой стороне равно $U_{2ж} = 1,05 \cdot U_H$.

Измеряется уровень напряжения на высокой стороне U_1 трансформаторов Т2, Т3, Т4. Результаты измерений для заданного вариантом трансформатора заносятся в таблицу 2.3 и в таблицу 2.4 и для трансформаторов Т2, Т3, Т4. Рассчитывается коэффициент загрузки заданного трансформатора для режима максимальных нагрузок по выражению:

$$K_3 = \frac{S}{S_H \cdot n},$$

где S – нагрузка трансформатора (можно использовать поток мощности на вводе в трансформатор); n – количество параллельных трансформаторов; S_H – номинальная мощность трансформатора.

Определяется ответвление РПН для заданного трансформатора в режиме максимальных нагрузок. Результаты расчетов заносятся в таблицу 2.3. На схеме АПК устанавливается выбранное ответвление РПН для заданного трансформатора. Полученное напряжение на низкой стороне $U_{2д}$ заносится в таблицы 2.3 и 2.4.

Для трансформаторов, не заданных в задании необходимо выбрать регулировочные ответвления путём подбора их на стенде АПК. Результаты подбора для режима максимальных нагрузок заносятся в таблицу 2.4.

8. Устанавливается режим минимальных нагрузок при напряжении генератора $U_{G1.OPT.min}$

Для трансформатора Т1, путём подбора устанавливается такое регулировочное ответвление, при котором напряжение на его низкой стороне равно $U_{2ж} = 1 \cdot U_H$.

Для режима минимальных нагрузок выбор регулировочных ответвлений производится аналогично. Результаты расчетов и измерений режима минимальных нагрузок заносятся в таблицу 2.3 для заданного трансформатора и в таблицу 2.4 для трансформаторов Т2, Т3, Т4.

Таблица 2.3

Выбор регулировочного ответвления трансформатора

Режим	Опытные величины				Расчетные величины				
	U_1 , кВ	n	$U_{2д}$, кВ	K_3	$U_{2ж}$, кВ	$U_{вж}$, кВ	n	$U_{от}$, кВ	$U_{2д}$, кВ
MAX									
MIN									

Регулировочные ответвления РПН всех трансформаторов

Режим	Трансформатор	U_1 , кВ	n	$U_{2д}$, кВ	δU_y , %
MAX $U_{2ж} = 1,05 \cdot U_H$	T2				
	T3				
	T4				
MIN $U_{2ж} = 1 \cdot U_H$	T2				
	T3				
	T4				

9. Определяется установившееся отклонение напряжения в центрах питания, после выбора и установки регулировочных ответвлений для режимов максимальных и минимальных нагрузок:

$$\delta U_y = \frac{U_{2д} - U_{2ж}}{U_{2ж}} \cdot 100, \%$$

10. Делаются выводы по работе.

Форма отчетности:

В отчет по лабораторной работе вносится:

1. Цель работы.
2. Исходные данные для выполнения работы.
3. Схема электрической сети (рис.2.4.).
4. Таблица результатов измерений потерь мощности в линии W1
5. Графики зависимостей $\Delta P_{н.и} = f(U_{w1.i})$, $\Delta P_{к.и} = f(U_{w1.i})$ и $\Delta P_{\Sigma.и} = f(U_{w1.i})$ для режимов максимальных и минимальных нагрузок, построенные на одной координатной сетке, с указанием $U_{G1.OIT.min}$ и $U_{G1.OIT.max}$.
6. Расчет регулировочных ответвлений для заданного трансформатора.
7. Таблицы опытных и расчетных данных (табл.2.3 и 2.4).
8. Выводы по работе;
9. Подписанный преподавателем протокол экспериментальных измерений.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к лабораторной работе:

При подготовке к лабораторной работе и для её выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Передача и распределение электроэнергии: Учебное пособие / А.В.Струмеляк. –Братск: БрГУ, 2008. -60с.

Дополнительная литература

1. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / сост. А.В. Струмеляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. В чём состоит задача регулирования напряжения в системообразующих и питающих сетях?
2. Что называется потерей напряжения?
3. Что называется установившимся отклонением напряжения у потребителя?
4. Сформулируйте принцип регулирования напряжения в центрах питания распределительных электрических сетей.
5. В чем заключается задача обеспечения допустимых отклонений напряжения в сетях низкого напряжения?
6. Чем отличаются трансформаторы с РПН от трансформаторов с ПБВ?
7. Какова сущность встречного регулирования напряжения?
8. Где и почему размещаются регулировочные ответвления у трансформаторов?
9. Объясните устройство РПН и ПБВ.
10. Как осуществляется регулирование напряжения у трехобмоточных трансформаторов?
11. Как можно сформулировать задачу выбора ответвлений?
12. Как можно рассчитать потери напряжения в трансформаторах?
13. Какова методика выбора регулировочных ответвлений у двухобмоточных трансформаторов с РПН?
14. Назовите особенность выбора ответвлений у трансформаторов с ПБВ.
15. Какова методика выбора ответвлений у трехобмоточных трансформаторов?
16. Опишите порядок выполнения работы.

Лабораторная работа №3

Исследование нагрузочных потерь мощности и энергии в линиях электропередачи

Цель работы:

Требуется определить годовые нагрузочные потери электроэнергии в линиях электропередачи районной электрической сети, состоящей из четырех мощных узлов потребления электроэнергии и одной электрической станции.

Задание:

1. Используя универсальную лабораторную установку, определить годовые нагрузочные потери электроэнергии в линиях электропередачи районной электрической сети.

Порядок выполнения:

1. Изучаются методики расчета потерь мощности и энергии в линиях электропередачи.
2. Проверяется панель АПК, запускается программа «VECTOR-69». Проверяется связь компьютера с панелью АПК.
3. Выключатель Q1 переводится в положение «отключено», после чего, в соответствии с вариантом задания вводятся параметры всех элементов схемы. Данные можно также загрузить из файла, если такой был подготовлен ранее.
4. Выключатель Q1 переводится в положение «включено», и проверяется работоспособность всей схемы. Оценивается уровень напряжений в узлах.
5. На панели АПК коммутируется схема сетевого района, представленная на рисунке 3.4.

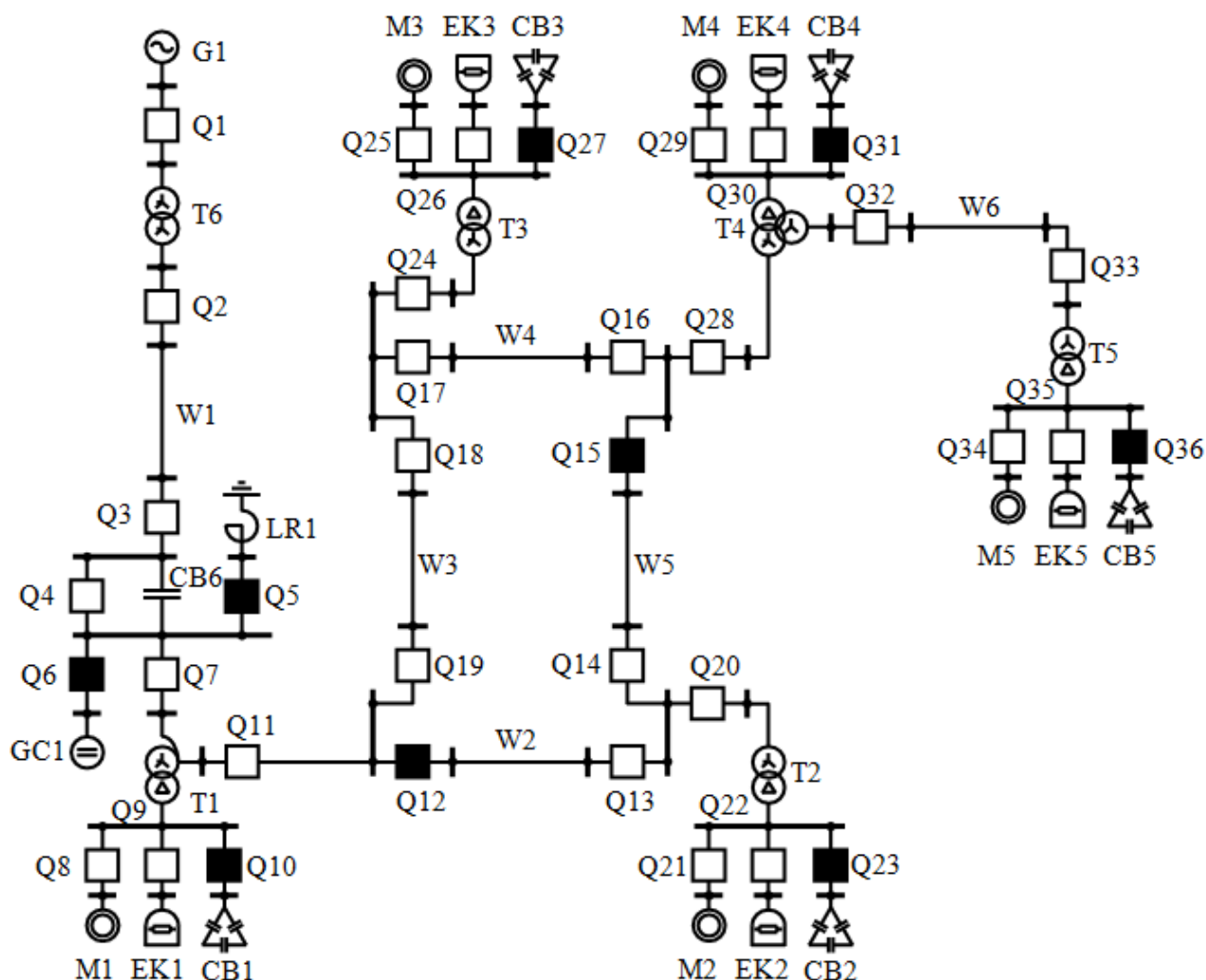


Рис.3.4. Коммутация схемы для выполнения лабораторной работы №2.

6. В меню «Настройки»/«Статические характеристики нагрузок» устанавливается опция «Нагрузки учитываются коэффициентами СХН (точный учет)».
7. Для каждой из нагрузок, в соответствии с вариантом, устанавливаются значения нагрузок, на подстанциях 1, 3, 4 и 5, для времени t_1 .
8. Производятся измерения тока и напряжения в начале линий. Полученные данные заносятся в таблицу 3.1.

Таблица 3.1

Результаты измерений нагрузок линий электропередачи

Режим работы	Линия W1		Линия W3		Линия W4		Линия W6	
	U, кВ	I, А	U, кВ	I, А	U, кВ	I, А	U, кВ	I, А
t_1								
t_2								
t_3								

9. Аналогично устанавливаются значения нагрузок подстанций для отрезков времени t_2 , и t_3 , и измеряются величины токов и уровни напряжений в начале линий. Полученные данные также заносятся в таблицу 3.1.

10. Для каждой линии в каждом режиме работы рассчитываются величины потерь активной мощности ΔP , и энергии ΔW . Результаты расчетов заносятся в таблицу 3.2.

11. Строятся годовые графики нагрузок $I = f(\tau)$ для каждой из четырех исследуемых линий электропередачи.

12. Определяются потери активной энергии за год в каждой линии

13. Определяются суммарные потери во всех линиях за год.

Таблица 3.2

Результаты расчетов потерь мощности и энергии линий электропередачи

Время режима		t_1	t_2	t_3	Потери энергии	
Линия W1	$U_{W1}, \text{кВ}$				$\Delta W_{\Sigma W1},$ МВт·ч	$\Delta W_{\Sigma \text{сети}},$ МВт·ч
	$I_{W1}, \text{А}$					
	$\Delta P_{W1}, \text{МВт}$					
	$\Delta W_{W1}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$					
Линия W3	$U_{W3}, \text{кВ}$				$\Delta W_{\Sigma W3},$ МВт·ч	
	$I_{W3}, \text{А}$					
	$\Delta P_{W3}, \text{МВт}$					
	$\Delta W_{W3}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$					
Линия W4	$U_{W4}, \text{кВ}$				$\Delta W_{\Sigma W4},$ МВт·ч	
	$I_{W4}, \text{А}$					
	$\Delta P_{W4}, \text{МВт}$					
	$\Delta W_{W4}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$					
Линия W6	$U_{W6}, \text{кВ}$				$\Delta W_{\Sigma W6},$ МВт·ч	
	$I_{W6}, \text{А}$					
	$\Delta P_{W6}, \text{МВт}$					
	$\Delta W_{W6}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$					

14. Определяется время максимальной нагрузки T_M каждой линии. Результаты заносятся в таблицу 3.3.

Таблица 3.3

Сравнение потерь энергии, рассчитанных разными методами

Линия	$T_M, \text{ч}$	$\tau, \text{ч}$		$\Delta W, \text{МВт}\cdot\text{ч}$		
		(3.15)	(3.17)	(3.6)	(3.16)	
					τ (3.15)	τ (3.17)
W1						
W3						
W4						
W6						
Суммарные потери энергии в линиях $\Delta W_{\Sigma \text{сети}}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$						

15. Для каждой линии рассчитывается время максимальных потерь τ . Результаты заносятся в таблицу 3.3.

16. Рассчитываются годовые потери энергии для всех линий. Результаты заносятся в таблицу 3.3.

17. Определяются суммарные потери во всех линиях за год разными методами. Результаты заносятся в таблицу 3.3.

18. Проводится сравнение результатов расчета потерь различными методами, с методом графического интегрирования, который считается эталонным.

19. Определяется относительное значение суммарных нагрузочных потерь электроэнергии в линиях, в процентах от энергии, переданной потребителям. Энергия, переданная потребителям, определяется по выражению:

$$W = \sum_{i=1}^3 P_{\Sigma i} \cdot t_i$$

где t_i – время i -го режима работы сети; $P_{\Sigma i}$ – суммарная активная мощность, передаваемая потребителям подстанций в течение времени t_i .

Форма отчетности:

В отчет по лабораторной работе вносится:

1. Цель работы.
2. Исходные данные для выполнения работы.
3. Исследуемая схема электрической сети (рис.3.4).
4. Таблица результатов измерений (табл.3.1).
5. Результаты расчета потерь мощности и энергии (табл.3.2).
6. Годовые графики нагрузок линий с указанием на них времени использования максимальных нагрузок и времени максимальных потерь.
7. Результаты сравнения времени максимальных потерь и потерь энергии, рассчитанные различными способами (табл.3.3).
8. Расчет относительного значения потерь энергии.
9. Выводы по работе.
9. Подписанный преподавателем протокол экспериментальных измерений.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к лабораторной работе:

При подготовке к лабораторной работе и для её выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Передача и распределение электроэнергии: Учебное пособие / А.В.Струмеляк. –Братск: БрГУ, 2008. -60с.

Дополнительная литература

1. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / сост. А.В. Струмеляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Какие потери энергии относят к нагрузочным, а какие к потерям холостого хода?
2. Чем определяется важность контроля уровня потерь энергии в электрических сетях?
3. Назовите организационные мероприятия по ограничению потерь электроэнергии.
4. Перечислите технические мероприятия по снижению потерь электроэнергии.
5. Как можно рассчитать потери мощности в линии электропередачи, какие при этом принимаются допущения?
6. Каковы методы определения потерь энергии?
7. Какова сущность метода графического интегрирования?
8. Охарактеризуйте метод среднеквадратичного тока.
9. Назовите способы вычисления среднеквадратичного тока.
10. Охарактеризуйте метод времени максимальных потерь.
11. Что называется временем использования максимальной нагрузки?
12. Что называется временем максимальных потерь?
13. Перечислите методы снижения погрешности при определении времени потерь.
14. Дайте описание используемой лабораторной установки.
15. Приведите порядок выполнения измерений.
16. Как определить относительное значение потерь электроэнергии в сети?
17. Что называется годовым графиком нагрузки по продолжительности?

Лабораторная работа №4 **Исследование кольцевой сети 110 кВ**

Цель работы:

Исследование распределения потоков мощности и определение потерь напряжения и мощности в нормальном и послеаварийных режимах работы замкнутой электрической сети.

Задание:

1. Используя универсальную лабораторную установку, исследовать распределение потоков мощности и определить потери напряжения и мощности в нормальном и послеаварийных режимах работы замкнутой электрической сети.

Порядок выполнения:

1. Изучаются методики расчета потоков мощности в замкнутой сети; потерь напряжения в линиях; максимальных потерь напряжения и потерь мощности
2. Проверяется панель АПК, запускается программа «VECTOR-69». Проверяется связь компьютера с панелью АПК.
3. Выключатель Q1 переводится в положение «отключено», после чего, в соответствии с вариантом задания вводятся параметры всех элементов схемы. Данные можно также загрузить из файла, если такой был подготовлен ранее.
4. Выключатель Q1 переводится в положение «включено», и проверяется работоспособность всей схемы. Оценивается уровень напряжений в узлах.
5. На панели АПК коммутируется схема сетевого района, представленная на рисунке 4.3.
6. В меню «Настройки»/«Статические характеристики нагрузок» устанавливается опция «Нагрузки учитываются коэффициентами СХН (точный учет)».
7. Для каждой из нагрузок, в соответствии с вариантом, устанавливаются значения нагрузок, на подстанциях 2, 3 и 4 для нормального режима работы.
8. Производятся измерения тока, напряжения и мощности в начале линий. Полученные данные заносятся в таблицы 4.1 и 4.2.

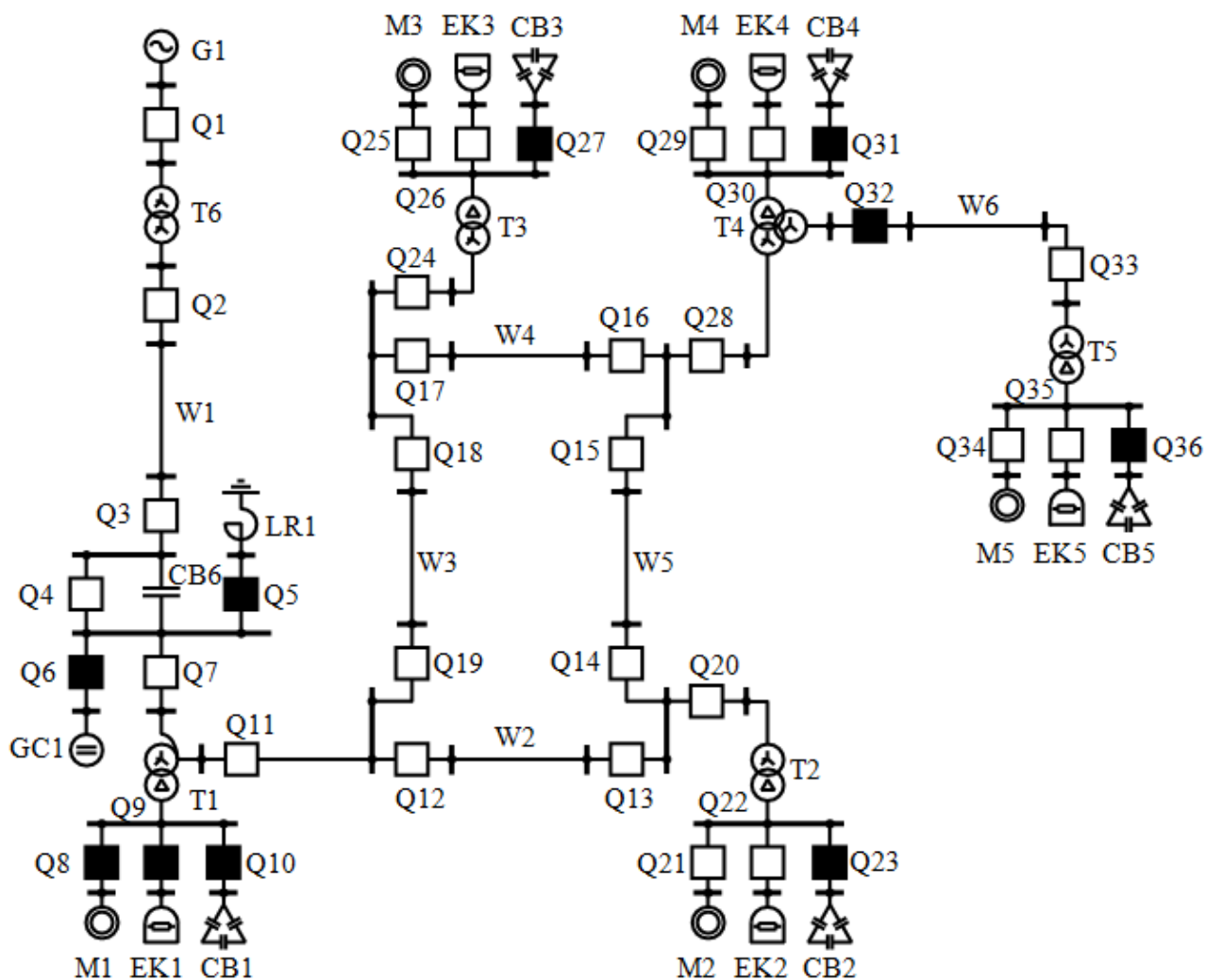


Рис.4.3. Коммутация схемы для выполнения лабораторной работы №4.

Таблица 4.1

Результаты измерений режимов ЛЭП

Режим работы	Линия W2			Линия W3			Линия W4			Линия W5		
	U_{W2} кВ	I_{W2} А	P_{W2} МВт	U_{W2} кВ	I_{W2} А	P_{W2} МВт	U_{W2} кВ	I_{W2} А	P_{W2} МВт	U_{W2} кВ	I_{W2} А	P_{W2} МВт
Нормальный												
После-аварийный Q18, Q19 отключены				-	-	-						
После-аварийный Q12, Q13 отключены	-	-	-									

Таблица 4.2

Режим работы	Подстанция 2			Подстанция 3			Подстанция 4		
	U кВ	I А	P МВт	U кВ	I А	P МВт	U кВ	I А	P МВт
Нормальный									
Послеаварийный Q18, Q19 отключены									
Послеаварийный Q12, Q13 отключены									

9. Моделируются послеаварийные режимы работы сети, путем отключения линии W3 (выключателями Q18, Q19) и путем отключения линии W2 (выключателями Q12, Q13) Для каждого из послеаварийных режимов также измеряются параметры режима линий и нагрузок, и результаты заносятся в таблицы 4.1 и 4.2.

10. Для трех измеренных режимов работы рассчитываются полные, реактивные мощности, коэффициенты мощности нагрузок и линий, а также потери напряжения и мощности в линиях. Результаты заносятся в таблицы 4.3, 4.4 и 4.5. Полная мощность определяется по выражению

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I,$$

где U – напряжение на участке сети; I – ток по элементу сети.

Коэффициент мощности определяется по выражению

$$\cos \varphi = \frac{P}{S},$$

где P – поток активной мощности.

Реактивную мощность, при этом можно определить как

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

Таблица 4.3

Режим работы	Подстанция 2			Подстанция 3			Подстанция 4		
	S МВА	Q Мвар	cos φ	S МВА	Q Мвар	cos φ	S МВА	Q Мвар	cos φ
Нормальный									
Послеаварийный Q18, Q19 отключены									
Послеаварийный Q12, Q13 отключены									

Таблица 4.4

Режим работы	Линия W2						Линия W3					
	S МВА	Q Мвар	ΔU кВ	ΔP МВт	ΔQ Мвар	cos φ	S МВА	Q Мвар	ΔU кВ	ΔP МВт	ΔQ Мвар	cos φ
Нормальный												
После-аварийный Q18, Q19 отключены							-	-	-	-	-	-
После-аварийный Q12, Q13 отключены	-	-	-	-	-	-						

Таблица 4.5

Режим работы	Линия W4						Линия W5					
	S МВА	Q Мвар	ΔU кВ	ΔP МВт	ΔQ Мвар	cos φ	S МВА	Q Мвар	ΔU кВ	ΔP МВт	ΔQ Мвар	cos φ
Нормальный												
После-аварийный Q18, Q19												

отключены												
После-аварийный Q12, Q13 отключены												

11. Для трех измеренных режимов работы рассчитываются максимальные потери напряжения в сети; полные потери активной и реактивной мощности. Результаты заносятся в таблицу 4.6.

Таблица 4.6

Режим работы	ΔU_{MAX}		ΔP_{Σ}		ΔQ_{Σ}	
	кВ	% от U_{H}	МВт	% от $P_{\Sigma \text{нагрузок}}$	Мвар	% от $Q_{\Sigma \text{нагрузок}}$
Нормальный						
После-аварийный Q18, Q19 отключены						
После-аварийный Q12, Q13 отключены						

Форма отчетности:

В отчет по лабораторной работе вносится:

1. Цель работы.
2. Исходные данные для выполнения работы.
3. Исследуемая схема электрической сети (рис.4.3).
4. Таблица результатов измерений (табл.4.1, 4.2).
5. Результаты расчетов режима линий (табл.4.3, 4.4).
6. Результаты расчетов потерь напряжения и мощности в сети (табл.4.5).
7. Сравнение кольцевой и разомкнутой схем питания.
8. Выводы по экспериментальной и расчетной части лабораторной работы.
9. Подписанный преподавателем протокол экспериментальных измерений.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к лабораторной работе:

При подготовке к лабораторной работе и для её выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Передача и распределение электроэнергии: Учебное пособие / А.В.Струмеяк. –Братск: БрГУ, 2008. -60с.

Дополнительная литература

1. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / сост. А.В. Струмеяк. - Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Как определить потоки мощности на участках в схеме двухстороннего питания?
2. Что характерно для точки потококораздела?
3. Как выполняется расчет наибольших потерь напряжения для кольцевой и односторонней схем питания?
4. Назовите методы проверки правильности расчетов потерь напряжения.
5. Как проверить правильность измерений активной мощности по току и по напряжению?
6. Как выполнить анализ баланса мощностей в схеме?
7. Приведите результаты сравнения схем одностороннего и двухстороннего питания по потерям напряжения и мощности.

Лабораторная работа №5

Анализ работы магистральной линии электропередачи 220 кВ

Цель работы:

Изучение векторных диаграмм напряжений и диаграммы мощностей высоковольтной линии электропередачи 220 кВ при различных режимах работы.

Задание:

1. Построить векторные диаграммы напряжений и диаграммы мощностей высоковольтной линии электропередачи 220 кВ при различных режимах работы.

Порядок выполнения:

1. Изучаются особенности работы линии электропередачи в разных режимах.
2. По паспортным данным линии W1 определяются её активное $R_{л}$ и индуктивное $X_{л}$ сопротивления, емкостная проводимость на землю $B_{л}$.
3. Проверяется панель АПК, запускается программа «VECTOR-69». Проверяется связь компьютера с панелью АПК.
4. Выключатель Q1 переводится в положение «отключено», после чего, в соответствии с вариантом задания вводятся параметры всех элементов схемы. Данные можно также загрузить из файла, если такой был подготовлен ранее.
5. Выключатель Q1 переводится в положение «включено», и проверяется работоспособность всей схемы. Оценивается уровень напряжений в узлах.
6. На панели АПК коммутируется схема сетевого района, представленная на рисунке 5.5.

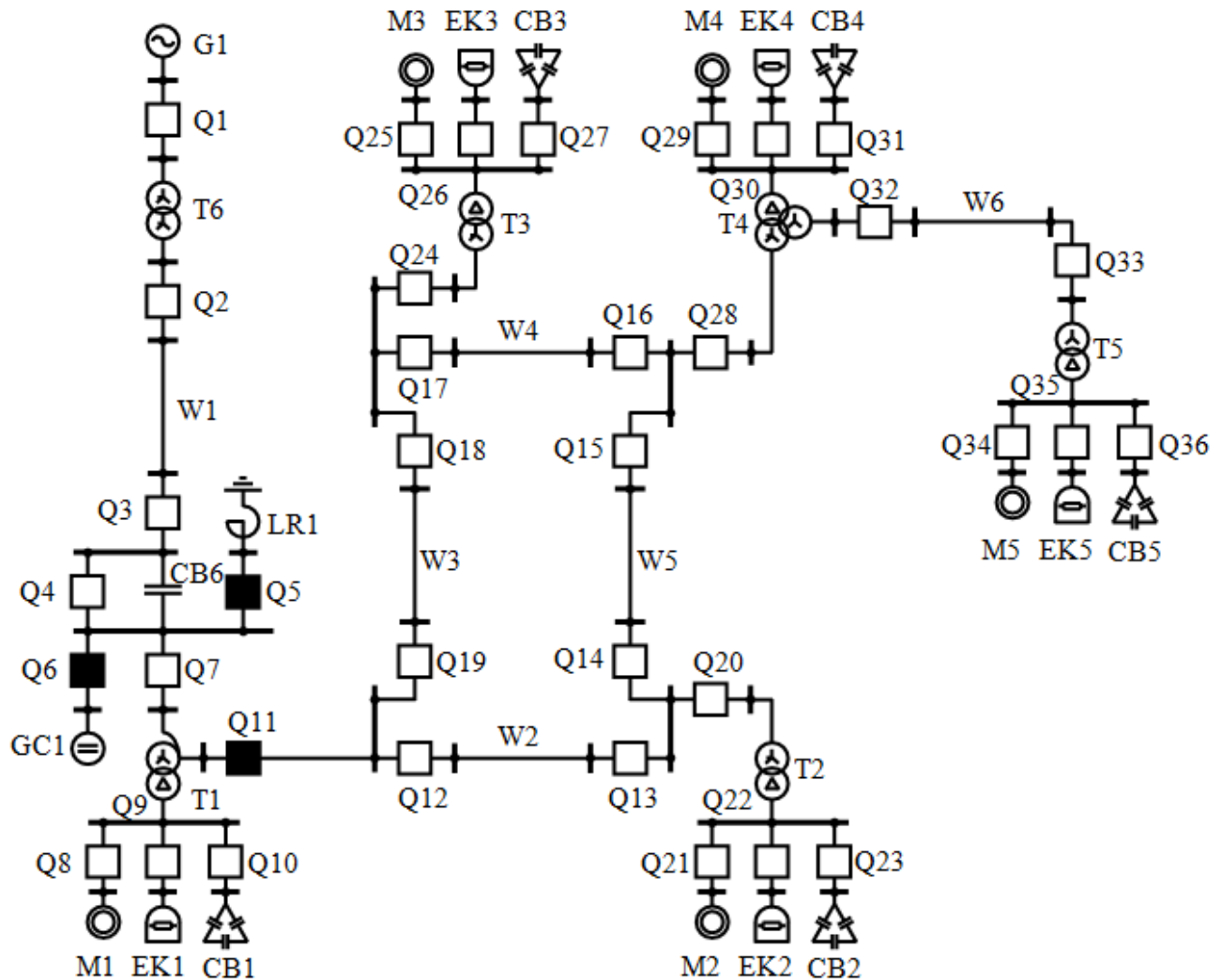


Рис.5.5. Коммутация схемы для выполнения лабораторной работы №5.

7. Линия W1 включается в режим холостого хода путём отключения выключателей Q8, Q9 и Q10. Производятся измерения напряжений, токов и активных мощностей в точках «А», «Б», «В» и «Г». Результаты заносятся в таблицу 5.1.
8. Включается активная нагрузка линии выключателем Q9. Производятся измерения напряжений, токов и активных мощностей в точках «А», «Б», «В» и «Г». Результаты заносятся в таблицу 5.1.
9. Включается активно-индуктивная нагрузка линии выключателем Q8. Производятся измерения напряжений, токов и активных мощностей в точках «А», «Б», «В» и «Г». Результаты заносятся в таблицу 5.1.
10. Включается емкостная нагрузка линии выключателем Q10. Производятся измерения напряжений, токов и активных мощностей в точках «А», «Б», «В» и «Г». Результаты заносятся в таблицу 5.1.
11. Устанавливается пониженное значение активно-индуктивной нагрузки M1, равное (20+номер варианта)% от значения, приведенного в задании. Производятся измерения напряжений, токов и активных мощностей в точках «А», «Б», «В» и «Г». Результаты заносятся в таблицу 5.1.
12. Для каждого из сечений всех режимов определяются:

1. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / сост. А.В. Струмеляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Каков порядок построения векторной диаграммы напряжений и токов для ЛЭП–220 кВ при активно–индуктивной нагрузке?
2. Почему при холостом ходе напряжение в конце линии больше, чем в начале?
3. Как рассчитать отклонение и падение напряжения в ЛЭП?
4. Чем различаются векторные диаграммы напряжений при чисто активной, индуктивной и емкостной нагрузках?
5. Как рассчитать генерацию реактивной мощности высоковольтной ЛЭП?
6. Как построить диаграмму мощности ЛЭП?

Лабораторная работа №6
Исследование потерь активной мощности в трансформаторах

Цель работы:

Лабораторная работа ставит своей целью дать студентам знания и навыки методов выбора оптимального, с точки зрения потерь, режима работы трансформаторной подстанции.

Задание:

1. В работе необходимо выбрать оптимальные количества трансформаторов на подстанциях, при которых обеспечивается минимум потерь активной мощности и энергии на понижающих подстанциях. Результаты расчетов проверяются экспериментальным путем на лабораторной установке «VECTOR-69».

Порядок выполнения:

1. Изучается методика выбора оптимального количества трансформаторов на подстанции, которое обеспечивает минимальное значение потерь активной мощности.
2. Проверяется панель АПК, запускается программа «VECTOR-69». Проверяется связь компьютера с панелью АПК.
3. Выключатель Q1 переводится в положение «отключено», после чего, в соответствии с вариантом задания вводятся параметры всех элементов схемы. Данные можно также загрузить из файла, если такой был подготовлен ранее.
4. Выключатель Q1 переводится в положение «включено», и проверяется работоспособность всей схемы. Оценивается уровень напряжений в узлах.
5. На панели АПК коммутируется схема сетевого района, представленная на рисунке 6.2.
6. Для трансформаторов Т2 устанавливается режим максимальной нагрузки, путем изменения количества потребителей активной нагрузки ЕК2 и количества асинхронных двигателей М2.
7. С помощью регуляторов РПН трансформаторов Т1 или Т2 устанавливается напряжение на выходе трансформатора Т2, равное 10,5кВ
8. Для трансформатора Т2 устанавливается количество параллельно работающих трансформаторов $n_{Т2} = 1$. Изменяя коэффициент загрузки $K_{3,Т2}$, трансформатора Т2, в диапазоне от 0 до 1.25 с шагом 0.25, устанавливаем нагрузку асинхронных двигателей М2:

$$P_{M2} \left(K_{3,Т2} \right) = \frac{S_{НОМ,Т2} \cdot \cos \varphi_{M2} \cdot K_{3,Т2}}{n_{M2}}$$

где $S_{НОМ,Т2}$ – номинальная мощность трансформатора Т2; $\cos \varphi_{M2}$ – коэффициент мощности асинхронных двигателей М2; n_{M2} – количество асинхронных двигателей М2.

Для каждого значения загрузки трансформатора $K_{3,Т2}$, необходимо измерить реальные значения потерь активной мощности в магнитопроводе $\Delta P_{Х.Т2}$ и обмотках $\Delta P_{К.Т2}$ трансформатора Т2. Результаты заносятся в таблицу 6.1.

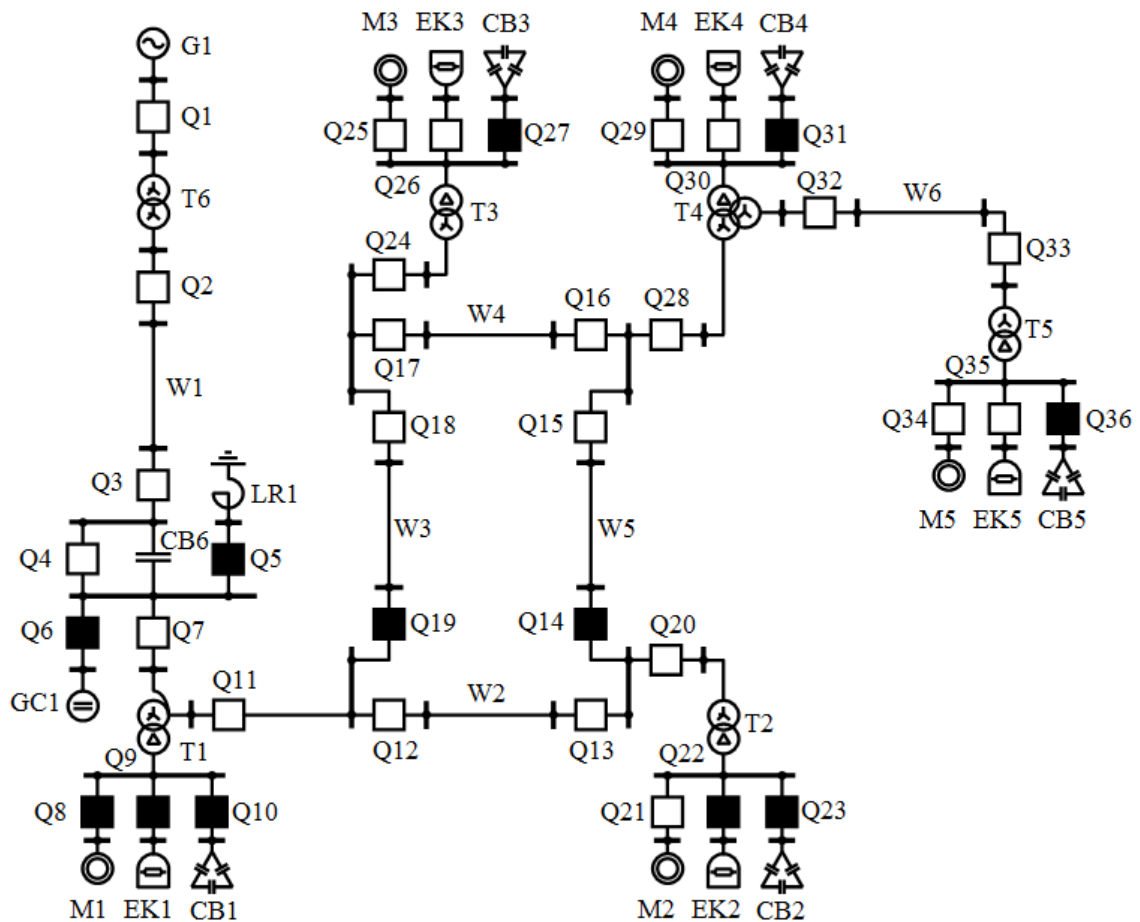


Рис.6.2. Коммутация схемы для выполнения лабораторной работы №6

9. Для трансформатора Т2 устанавливается количество параллельно работающих трансформаторов $n_{T2} = 2$. Изменяя коэффициент загрузки $K_{3,T2}$, трансформатора Т2, в диапазоне от 0 до 1.25 с шагом 0.25, устанавливаем нагрузку асинхронных двигателей М2. Для каждого значения загрузки трансформатора $K_{3,T2}$ необходимо измерить реальные значения потерь активной мощности в магнитопроводе $\Delta P_{X,i}^{\text{с}}$ и обмотках $\Delta P_{K,i}^{\text{с}}$ трансформатора Т2. Результаты заносятся в таблицу 6.1.

Таблица 6.1.

Таблица опытных и расчетных данных

№	Исходные данные			Расчетные величины				Измеренные величины	
				$n_{T2} = 1$		$n_{T2} = 2$			
	$K_{3,T2}$	S_{T2}	P_{M2}	$\Delta P_{X,i}^{\text{с}}$	$\Delta P_{K,i}^{\text{с}}$	$\Delta P_{X,i}^{\text{с}}$	$\Delta P_{K,i}^{\text{с}}$	$\Delta P_{\Sigma,i}^{\text{с}}$	$\Delta P_{\Sigma,i}^{\text{с}}$
1	0								
2	0.25								
3	0.5								
4	0.75								
5	1								
6	1.25								

10. Величина мощности S_{T2} , передаваемой через трансформатор, определяется из выражения (6.2).

11. Строятся графики зависимости суммарных потерь в трансформаторах подстанции при одном и двух включенных трансформаторах:

$$\Delta P_{\Sigma,i}^{\text{с}} = \Delta P_{X,i}^{\text{с}} + \Delta P_{K,i}^{\text{с}}$$

$$\Delta P_{\Sigma,i}^{\text{с}} = \Delta P_{X,i}^{\text{с}} + \Delta P_{K,i}^{\text{с}}$$

12. Определяется точка пересечения графиков, соответствующая коэффициенту загрузки $K_{3,опт}$, при котором потери мощности на подстанции одинаковы при $n_{T2} = 1$ и $n_{T2} = 2$ (рис.6.1).

13. Экспериментальным путем определяется нагрузка, при которой потери мощности на подстанции одинаковы при $n_{T2} = 1$ и $n_{T2} = 2$:

$$S'_{\text{э}} = K_{3,опт} \cdot S_{\text{НОМ},T2}$$

14. Расчетным путем, с использованием паспортных данных трансформатора Т2, при $n_{T2} = 1$, определяется нагрузка S_3 .

15. Сравниваются полученные расчетным и экспериментальным путем значения S_3 и S'_3 .

16. Делаются выводы по работе.

Форма отчетности:

В отчет по лабораторной работе вносится:

1. Цель работы.
2. Исходные данные для выполнения работы.
3. Схема электрической сети (рис.6.2.).
4. Таблица результатов измерений потерь мощности на подстанции (табл.6.1).
5. Графики зависимостей $\Delta P_{\Sigma} = f(\alpha_{3,T2})$ и $\Delta P_{\Sigma} = f(\alpha_{3,T2})$ для $n_{T2} = 1$ и $n_{T2} = 2$, построенные на одной координатной сетке, с указанием точки пересечения $K_{3,опт}$.
6. Расчет и сравнение величин S_3 и S'_3 .
7. Выводы по работе;
8. Подписанный преподавателем протокол экспериментальных измерений.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к лабораторной работе:

При подготовке к лабораторной работе и для её выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Передача и распределение электроэнергии: Учебное пособие / А.В.Струмеляк. –Братск: БрГУ, 2008. -60с.

Дополнительная литература

1. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / сост. А.В. Струмеляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Чем характеризуется экономический режим работы трансформаторов?
2. Какие составляющие входят в суммарные потери активной мощности на подстанции?
3. Сформулируйте принципы выбора экономического режима работы трансформатора.
4. Как строится график зависимости потерь на подстанции от коэффициента загрузки?
5. Поясните ход выполнения работы.
6. От чего зависят нагрузочные потери в трансформаторе и потери холостого хода?

Практическое занятие №1

Составление вариантов конфигурации электрической сети

Занятие проводится в интерактивной форме: инклюзивный тренинг (1 час).

Цель работы:

Изучение способов составления вариантов конфигурации электрической сети.

Задание:

1. По заданному преподавателем географическому расположению пунктов потребления электрической энергии необходимо составить с учётом требований надёжности две конфигурации электрической сети.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.
2. Проанализировать метод наименьшей длины и критерии обеспечения надёжности электроснабжения.
3. Составить радиальную конфигурацию электрической сети и схему с элементом кольца.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Теоретические сведения о способах составления вариантов конфигурации электрической сети;
2. Составление радиальной конфигурации электрической сети и схемы с элементом кольца методом наименьшей длины с учётом критерия обеспечения надёжности электроснабжения.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмеляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Сформулируйте суть метода наименьшей длины.
2. В чём заключается учёт надёжности электроснабжения при выборе конфигурации электрической сети?

Практическое занятие №2

Расчет потоков мощности в электрической сети

Занятие проводится в интерактивной форме: кейс-стади (2 часа).

Цель работы:

Изучение методов расчета потоков мощности в электрической сети.

Задание:

1. Для заданной преподавателем конфигурации разомкнутой и замкнутой сети определить потокораспределение без учёта потерь.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.
2. Определить потокораспределение в разомкнутой электрической сети, содержащей 5 нагрузочных узлов и источник питания.
3. Определить потокораспределение в замкнутой электрической сети, содержащей 5 нагрузочных узлов и источник питания.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Теоретические сведения о расчёте потоков мощности без учёта потерь;
2. Расчёт потокораспределения в разомкнутой электрической сети;
3. Расчёт потокораспределения в замкнутой электрической сети;
4. Вывод и анализ полученных результатов.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмеляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Как определяются потоки мощности в разомкнутой электрической сети без учёта потерь?
2. Как определяются потоки мощности в замкнутой электрической сети без учёта потерь?
3. Какие допущения используются при расчёте замкнутой сети одинакового сечения и класса напряжения?

Практическое занятие №3

Выбор номинального напряжения участков сети

Занятие проводится в интерактивной форме: коворкинг-дискус (2 часа).

Цель работы:

Изучение методов выбора номинального напряжения в электрической сети.

Задание:

1. Определить разными методами номинальные напряжения в электрической сети в соответствии с заданием, выданным преподавателем.
2. Произвести сравнение выбранных номинальных напряжений.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.
2. Выполнить расчёт номинального напряжения по формулам Стилла, Залесского, Илларионова, по кривым равноэкономичности применения напряжений.
3. Сравнить результаты и сделать выводы по работе.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Теоретические сведения о методах выбора номинальных напряжений;
2. Расчёт номинального напряжения по формулам Стилла, Залесского, Илларионова и по кривым равноэкономичности применения напряжений;
3. Анализ полученных результатов и вывод.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмяк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмяк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмяк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Исходные данные для выбора номинального напряжения.
2. Эмпирические формулы Стилла, Залесского и Илларионова.
3. Кривые равноэкономичности применения напряжений.

Практическое занятие №4

Выбор сечения проводов участков сети

Цель работы:

Изучение методов выбора сечения проводов электрической сети.

Задание:

1. Изучить метод экономической плотности тока.
2. Изучить метод экономических токовых интервалов..

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.
2. Для заданной преподавателем электрической сети выбрать сечение проводов ЛЭП методом экономической плотности тока.

3. Для заданной преподавателем электрической сети выбрать сечение проводов ЛЭП методом экономических токовых интервалов.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Теоретические сведения о методах выбора сечения ЛЭП;
2. Выбор сечения проводов ЛЭП методом экономической плотности тока;
3. Выбор сечения проводов ЛЭП методом экономических токовых интервалов;
4. Сравнение и анализ полученных результатов и выводы.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмеляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Методика выбора сечения проводов ЛЭП методом экономической плотности тока.
2. Методика выбора сечения проводов ЛЭП методом экономических токовых интервалов.
4. Достоинства и недостатки методов выбора сечения проводов ЛЭП.

Практическое занятие №5

Расчет потерь напряжения и потерь мощности в электрической сети

Цель работы:

Изучение методов расчёта потерь напряжения и мощности в электрической сети.

Задание:

1. Изучить метод расчёта потерь напряжения в ЛЭП.
2. Изучить метод расчёта потерь мощности в ЛЭП.
3. Изучить принцип определения максимальных потерь напряжения в электрических сетях.
4. Изучить метод проверки выбранных сечений проводов ЛЭП по максимальным потерям напряжения.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал применительно к схеме электрической сети, выданной преподавателем.
2. Рассмотреть метод расчёта потерь напряжения в ЛЭП.
3. Рассмотреть метод расчёта потерь мощности в ЛЭП.
4. Рассмотреть принцип определения максимальных потерь напряжения в электрических сетях.
5. Рассмотреть метод проверки выбранных сечений проводов ЛЭП по максимальным потерям напряжения.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Расчёт потерь напряжения в ЛЭП.;
2. Расчёт потерь мощности в ЛЭП;
3. Определение максимальных потерь напряжения в электрической сети;
4. Проверка выбранных сечений проводов ЛЭП по максимальным потерям напряжения;
5. Вывод и анализ полученных результатов.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.

2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмеляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. В чём заключается суть метода расчёта потерь напряжения в ЛЭП?
2. Как определяются потери мощности в ЛЭП?
3. Как определяются максимальные потери напряжения в электрических сетях.
4. Как проверяются сечения проводов ЛЭП по максимальным потерям напряжения.

Практическое занятие №6

Выбор схем первичных соединений подстанций

Цель работы:

Изучение схем первичных соединений подстанций.

Задание:

1. Изучить возможности, достоинства и недостатки следующих схем: одиночный и двойной блок линия-трансформатор с неавтоматической переключкой; мостик на выключателях; секционированную систему шин; секционированную систему шин с обходной; двойную систему шин с обходной; двойную секционированную систему шин с обходной; полуторную схему.
2. Для заданных преподавателем двух схем электрической сети необходимо составить схемы первичных соединений подстанций.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.
2. Изучить одиночный и двойной блок линия-трансформатор с неавтоматической переключкой; мостик на выключателях; секционированную систему шин; секционированную систему шин с обходной; двойную систему шин с обходной; двойную секционированную систему шин с обходной; полуторную схему.
3. Составить схему первичных соединений подстанций.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Схема первичных соединений подстанций радиальной электрической сети;
2. Схема первичных соединений подстанций электрической сети с элементом кольца;
3. Описание полученных схем.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмеляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. В чём заключаются достоинства и недостатки одиночного и двойного блока линия-трансформатор с неавтоматической переключкой?

2. В чём заключаются достоинства и недостатки мостика на выключателях?
3. В чём заключаются достоинства и недостатки секционированной системы шин?
4. В чём заключаются достоинства и недостатки секционированной системы шин с обходной?
5. В чём заключаются достоинства и недостатки двойной системы шин с обходной?
6. В чём заключаются достоинства и недостатки двойной секционированной системы шин с обходной?
7. В чём заключаются достоинства и недостатки полуторной схемы?

Практическое занятие №7

Выбор числа и мощности трансформаторов

Цель работы:

Изучение методики выбора числа и мощности трансформаторов в электрических сетях.

Задание:

1. Методику выбора числа и мощности трансформаторов (двухобмоточных, трёхобмоточных и автотрансформаторов) в электрических сетях.
2. Выбрать трансформаторы для заданной преподавателем электрической сети.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.
2. Осуществить выбор числа и мощности трансформаторов в электрической сети.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Схема электрической сети;
2. Расчётные формулы;
3. Паспортные данные выбранных трансформаторов.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмяляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Методика выбора количества трансформаторов в соответствии с требованиями надёжности.
2. Методика выбора мощности двухобмоточных, трёхобмоточных и автотрансформаторов.

Практическое занятие №8

Капитальные вложения в сеть. Ежегодные эксплуатационные издержки. Оценка надёжности электроснабжения.

Цель работы:

Изучение основных технико-экономических показателей электрических сетей.

Задание:

1. Изучить методику расчёта капитальных вложений в электрическую сеть.
2. Изучить методику расчёта ежегодных эксплуатационных издержек.
2. Изучить методику оценки ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.

2. Для заданных преподавателем вариантов электрической сети необходимо определить капитальные вложения в электрическую сеть, ежегодные эксплуатационные издержки и ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Основные данные электрической сети;
2. Расчёт капитальных вложений в электрическую сеть;
3. Расчёт ежегодных эксплуатационных издержек;
4. Расчёт ущерба от недоотпуска электроэнергии;
5. Выводы по работе.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмяляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Методика расчёта капитальных вложений в электрическую сеть.
2. Методика расчёта ежегодных эксплуатационных издержек.
2. Методика оценки ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Практическое занятие №9

Технико-экономическое сравнение вариантов электрической сети

Цель работы:

Изучение методов технико-экономического сравнения вариантов электрической сети.

Задание:

1. Для заданных преподавателем схем электрической сети выполнить технико-экономическое сравнение по статическому критерию приведённых затрат.
2. Для заданной преподавателем схемы электрической сети выполнить оценку экономической эффективности установки компенсирующих устройств методом срока окупаемости.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.
2. Определить основные технико-экономические показатели электрической сети.
3. Определить статические приведённые затраты для вариантов сети и провести их сравнение.
4. Найти срок окупаемости установки компенсирующих устройств, для компенсации реактивной мощности.
5. Сделать выводы по работе.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Расчёт технико-экономических показателей электрической сети;
2. Расчёт статических приведённых затрат для вариантов сети и их сравнение.
3. Расчёт срока окупаемости установки компенсирующих устройств, для компенсации реактивной мощности.
4. Выводы по работе

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмяляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Суть статического критерия приведённых затрат.
2. Суть метода срока окупаемости.

Практическое занятие №10 **Выбор мощности компенсирующих устройств**

Цель работы:

Изучение методики выбора мощности компенсирующих устройств.

Задание:

1. Для заданной преподавателем схемы выбрать мощность и расположение компенсирующих устройств, для компенсации реактивной мощности.
2. Определить нагрузки подстанций до и после компенсации.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.
2. Рассчитать мощность компенсирующих устройств в соответствии с желаемым значением тангенса угла между током и напряжением.
3. Рассчитать нагрузки подстанций до и после компенсации реактивной мощности.
4. Сделать выводы по работе.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Формулы для расчёта мощности компенсирующих устройств.
2. Таблица с мощностью нагрузок до и после компенсации.
3. Выводы.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмяляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Что такое компенсация реактивной мощности?
2. Как определить мощность компенсирующих устройств?
3. Как влияет компенсация реактивной мощности на величину потерь напряжения и мощности?

Практическое занятие №11

Составление расчетной схемы замещения сети

Цель работы:

Обучение навыкам составления расчётной схемы замещения.

Задание:

1. Для заданной преподавателем схемы электрической сети, содержащей 5 нагрузочных узлов и источник питания, составить схему замещения для расчёта электрического режима.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.
2. Составить схему замещения для расчёта электрического режима.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Схема замещения для расчёта электрического режима.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатъев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатъев, А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмеляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмеляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Как составляется расчётная схема замещения электрической сети?

Практическое занятие №12

Расчет нормальных и послеаварийных режимов

Цель работы:

Изучение метода расчёта режимов работы электрических сетей «в два этапа».

Задание:

1. Для заданной преподавателем схемы электрической сети выполнить расчёт нормального и послеаварийного режима работы электрической сети методом двух этапов.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.
2. Рассчитать нормальный и послеаварийный режимы работы электрической сети методом двух этапов.
3. Сравнить результаты расчёта.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Схему замещения для расчёта электрического режима методом двух этапов.
2. Расчёт нормального режима работы.
3. Расчёт послеаварийного режима работы.
4. Выводы по результатам сравнения расчётов электрических режимов.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмяляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. В чём заключается суть метода «в два этапа»?
2. Что определяется на первом этапе расчёта электрического режима?
3. Что определяется на втором этапе расчёта электрического режима?
4. Чем отличаются нормальные и послеаварийные режимы работы электрической сети?

Практическое занятие №13

Регулирование напряжения в электрической сети

Цель работы:

Изучение метода расчёта параметров средств регулирования напряжения в электрических сетях.

Задание:

1. Для заданных преподавателем трансформаторов необходимо выбрать регулировочные ответвления.

Порядок выполнения:

1. Изучить теоретический материал.
2. Рассчитать регулировочные ответвления для двухобмоточных трансформаторов с ПБВ и РПН, для автотрансформаторов с РПН.
3. Определить уровни напряжений на низкой стороне трансформаторов при выбранных регулировочных ответвлениях.
4. Сделать выводы.

Форма отчетности:

Работа выполняется в тетради для практических работ и содержит:

1. Однолинейные схемы трансформаторов с ПБВ, РПН.
2. Расчёт регулировочных ответвлений.
3. Выводы по результатам расчёта.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию:

При подготовке к практическому занятию и для его выполнения необходимо изучить литературу, указанную ниже.

Основная литература

1. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: Методические указания к курсовому проекту / И.В. Игнатьев, А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014.- 90с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. - 715 с.

Дополнительная литература

1. Струмяляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмяляк – Братск: БрГУ, 2014. - 186 с.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. -592 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. - Москва: Высшая школа, 1986. - 430 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Что такое ПБВ и РПН?

2. Как выбираются регулировочные ответвления трансформаторов с РПН и ПБВ?
3. В чём заключается особенность выбора регулировочных ответвлений автотрансформаторов?

9.2. Методические указания для обучающихся по выполнению курсового проекта

Основная задача проектирования электроэнергетических систем и электрических сетей заключается в разработке с учетом достижений науки и техники решений, определяющих формирование энергетических систем, развитие электрических станций и сетей, средств их эксплуатации и управления. При этом должны обеспечиваться оптимальная надежность электроснабжения и требуемое качество электроэнергии с наименьшими затратами.

К задачам проектирования электрической сети относятся:

- разработка и обоснование решений по развитию сети;
- выбор конфигурации и параметров сети;
- определение необходимых капитальных затрат.
- выбор компенсирующих устройств;
- выбор способов и средств регулирования напряжения;

Основная задача данных методических указаний заключается в том, чтобы дать студентам навыки проектирования электрических сетей.

Выполнение курсового проекта «Проектирование районной электрической сети» способствует закреплению и углублению знаний, полученных студентами на лекциях, лабораторных и практических занятиях, дает навыки к самостоятельной творческой работе и ведению инженерных расчетов.

Пособие призвано помочь студентам, обучающимся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профиль подготовки «Электроснабжение» выполнить проектирование районной электрической сети напряжением 35—220 кВ, в рамках изучения дисциплины «Электроэнергетические системы и сети».

1. ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Для выполнения курсового проекта студенту выдается индивидуальное задание, согласно которому требуется выполнить проектирование электрической сети напряжением 35—220 кВ для электроснабжения пяти нагрузочных узлов (А, Б, В, Г, Д) от районной подстанции (ИП). В задании указывается географическое расположение питающей подстанции и пунктов потребления энергии, задается наибольшая зимняя нагрузка потребителей и их коэффициент мощности. Наименьшая летняя нагрузка потребителей дается в процентах от максимальной нагрузки. Для каждого нагрузочного узла приводится состав потребителей по категориям надежности. Для всех расчетных режимов работы сети указывается напряжение на шинах источника питания. Дополнительные исходные данные, необходимые для выполнения проекта сети и электрического расчета основных режимов, студент выбирает самостоятельно из справочной литературы и согласовывает их с руководителем проекта.

ОБРАЗЕЦ ЗАДАНИЯ

ФГБОУ ВО БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

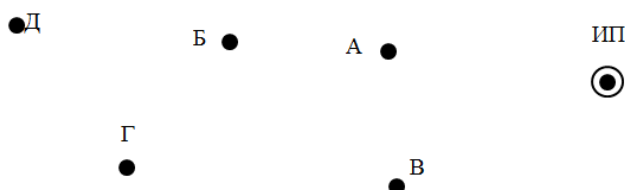
ЗАДАНИЕ

на курсовой проект по дисциплине
«Электроэнергетические системы и сети»

Студент _____ Группа _____
Дата выдачи задания _____ Дата сдачи проекта _____

Тема проекта «ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»

Спроектировать электрическую сеть для электроснабжения пунктов А, Б, В, Г, Д от районной подстанции ИП.
Географическое расположение пунктов: Масштаб: 1см=10км



Данные о потребителях электроэнергии

Подстанция	А	Б	В	Г	Д
Наибольшая зимняя нагрузка, МВт	40	28	40	33	7
Коэффициент мощности нагрузки	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Состав потребителей по категориям надежности, %	1 категория	70	50	-	40	-
	2 категория	30	50	25	40	-
	3 категория	-	-	75	20	100

В пунктах А, Б должно быть выполнено встречное регулирование напряжения.

Напряжение на шинах ИП при наибольших нагрузках $108\% U_H$, при наименьших $101\% U_H$, при тяжелых авариях в сети $112\% U_H$.

Наименьшая летняя нагрузка 32% от наибольшей зимней.

Продолжительность использования наибольшей нагрузки $T_{НБ}=4400$ час.

ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА:

1. Топографические схемы сравниваемых вариантов;
2. Принципиальные электрические схемы сравниваемых вариантов,
3. Расчетная схема замещения выбранного варианта.

Руководитель проекта _____

2. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ЕГО ОФОРМЛЕНИЕ

Проектирование районной электрической сети и изложение материала в пояснительной записке следует делать в следующей последовательности:

Введение.

1. Выбор вариантов электрической сети и их предварительный расчет.

1.1. Расчетные данные по нагрузкам.

1.2. Варианты конфигурации электрической сети.

1.3. Расчет потоков мощности.

1.4. Выбор номинального напряжения и сечения проводов участков электрической сети.

1.5. Расчет потерь мощности и напряжения в нормальном и послеаварийных режимах.

1.6. Составление принципиальной схемы сети, выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях.

1.7. Выбор схемы первичных соединений подстанций

2. Технико-экономическое сравнение вариантов сети.

2.1. Определение капитальных затрат на сооружение сети.

2.2. Определение годовых эксплуатационных издержек.

2.3. Сравнение вариантов.

3. Электрический расчет основных режимов выбранного варианта сети.

3.1. Выбор мощности компенсирующих устройств.

3.2. Составление расчетной схемы замещения сети.

3.3. Расчет режима максимальных нагрузок.

3.4. Расчет режима минимальных нагрузок.

3.5. Расчет послеаварийного режима.

4. Регулирование напряжения в сети.

Заключение.

Проект оформляется в виде расчетно-пояснительной записки и графической части, состоящей из одного чертежа.

Расчетно-пояснительная записка состоит из четырех разделов, посвященных решению основных вопросов задания. Для удобства изложения материала, разделы должны быть поделены на параграфы. Каждый раздел и параграф должны иметь название, которое в тексте выделяется. В начале каждого раздела формулируются те задачи, которые следует решить. Далее поясняется методика решения, приводятся нужные формулы, делаются необходимые рисунки. Затем приводится численное решение задачи.

При выполнении расчетов сначала нужно указать расчетную формулу, пояснив все входящие в нее величины. Далее следует произвести подстановку в формулу числовых значений и привести результат вычислений с указанием размерности полученной величины. Все промежуточные вычисления могут быть опущены.

При работе над проектом приходится выполнять большое количество однотипных расчетов. В пояснительной записке рекомендуется подробно рассмотреть лишь один из подобных расчетов, остальные результаты даются в табличной форме.

Расчетные формулы, рисунки, таблицы должны иметь нумерацию. На все рисунки и таблицы в тексте необходимо указать ссылки.

Каждый раздел завершается анализом результатов расчета и соответствующими выводами.

Расчетно-пояснительная записка выполняется на листах формата А4, помещенных в переплет из плотной бумаги с титульным листом, оформленным в соответствии со стандартом БрГУ. Текст записки должен быть либо напечатан, либо написан аккуратно, недопустимы сокращения слов, кроме общепринятых. В тексте необходимо делать ссылку на литературные источники, список которых располагается в конце записки.

По проекту выполняется один чертеж на листе формата А1, на котором должны быть представлены:

1. Топографические схемы сравниваемых вариантов электрической сети и таблица с их технико-экономическими показателями.

2. Схема электрических соединений выбранного варианта сети.

Здесь показываются линии, трансформаторы, выключатели, разъединители на стороне 35÷220 кВ. На стороне 10 кВ коммутационное оборудование не показывается.

3. Расчетная схема замещения с нанесенными на нее результатами расчета максимального режима.

Работа над проектом завершается его защитой, на основании которой выставляется оценка. При оценке проекта принимается во внимание грамотность и обоснованность принятых решений, логичность изложения материалов записки, качество оформления пояснительной записки и графической части, правильность ответов на вопросы при защите, а также ритмичность работы над проектом и срок его выполнения.

3. ВЫБОР ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ИХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ

3.1. Составление вариантов конфигурации

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество электроэнергии у приемников, удобство эксплуатации и возможность дальнейшего развития сети.

На первом этапе проектирования создается конфигурационная модель электрической сети. Принятая конфигурация сети закладывает основу для последующих инженерных решений и определяет в конечном итоге ее технические и экономические показатели. Поэтому правильному решению данной задачи должно придаваться первостепенное значение.

Задача выбора конфигурации сети является многокритериальной. Необходимо обеспечить технически допустимые потоки мощности в ветвях и напряжения в узлах в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах, а также необходимый уровень надежности электроснабжения потребителей в соответствии с их категорией и потребляемой мощностью. Нахождение оптимальной конфигурации электрической сети представляет собой сложную задачу, решение которой даже при небольшом числе потребителей, в полном объеме может быть выполнено только с помощью специального программного обеспечения на ЭВМ. Поэтому сформулируем наиболее общие рекомендации по решению этой задачи.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, при котором для заданных потребителей намечается несколько вариантов сети и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Прежде всего, на заданную топологическую схему размещения источников питания и нагрузок наносятся мощности источников питания и максимальные нагрузки потребителей. Отмечаются категории потребителей электроэнергии. В принятом масштабе на топологическую схему наносятся расстояния между узлами проектируемой сети. После этого приступают к разработке вариантов сети.

Намеченные для сравнения варианты сети не должны быть случайными. Каждый вариант должен иметь ведущую идею построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т. д.). В первую очередь намечают трассы линии для подачи энергии к самым мощным потребителям кратчайшим путем. Эти линии составляют основу будущей схемы. Затем намечают вероятные трассы присоединения остальных узлов нагрузок к этой схеме и получают варианты конфигурации сети.

В соответствии с [1], нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на время автоматического включения резервного питания. В большинстве случаев двухцепная линия не удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения потребителей I категории, так как при повреждении опор, гололеде возможен полный перерыв питания. Для таких потребителей необходимо предусматривать не менее двух отдельных линий.

Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум линиям, либо по двухцепной линии.

Для электроснабжения потребителей III категории достаточно одной линии, если мощность потребителя не превышает 10 МВА. Поэтому питание потребителей III категории можно выполнять при помощи нерезервированных сетей, к которым относятся радиальные и магистральные схемы. Для питания потребителей I и II категории необходимо использовать резервированные сети, которые могут выполняться в виде двухцепных магистральных линий или кольцевых схем, кроме того могут применяться и смешанные варианты: часть сети по резервированной схеме, а другая – по нерезервированной.

От правильного выбора схемы зависят все основные показатели сети: экономичность, надежность и качество электрической энергии.

Задача выбора конфигурации сети является сложной и требует применения всех знаний, полученных в курсе «Электроэнергетические системы и сети». Эта задача не сводится к геометрическому соединению заданных нагрузочных пунктов с пунктом питания. Такой подход приведет к появлению большого числа логически несвязанных вариантов и не гарантирует нахождение наилучшего варианта.

При разработке вариантов схемы сети следует использовать наиболее простые схемы, которые имеют короткие линии и требуют наименьшего количества высоковольтного оборудования. Целесообразно начать с рассмотрения вариантов радиальных и кольцевых схем.

При этом следует помнить, что каждый вновь предлагаемый вариант должен исключать какие-то недостатки предыдущего и являться его логическим продолжением. При разработке схемы следует иметь в виду, что между пунктами сети, как правило, не должно быть более двух цепей одного напряжения. Если

возникает такая необходимость, то сооружают дополнительные линии, проходящие по другой трассе, или переходят на более высокое напряжение.

Передача электрической энергии от источника питания к пунктам потребления должна производиться по кратчайшему пути с меньшим числом трансформаций.

Необходимо стремиться к отсутствию незагруженных линий.

Каждый составленный вариант конфигурации электрической сети должен удовлетворять условиям надежности, приведенным выше. А именно, к потребителям I и II категории должны подходить не менее двух линий, в аварийных режимах линии не должны перегружаться. И лишь при наличии в нагрузочном узле потребителей только III категории такой узел можно питать по одной линии.

При этом для пунктов, не содержащих потребителей I и II категории, необходимо во всех вариантах обеспечить одинаковую степень надежности их электроснабжения. В этом случае при выполнении технико-экономических расчетов можно будет предполагать, что величина ущерба, обусловленная недоотпуском электроэнергии, во всех рассматриваемых вариантах будет одинаковой. Так, например, если какой-то пункт содержит 100 % потребителей III категории и в одном из вариантов предлагается использовать для его электроснабжения одноцепную линию, то и в других вариантах необходимо предусмотреть для электроснабжения этого пункта одноцепную линию без резервирования. И наоборот, если в одном из вариантов предлагается использовать для его электроснабжения схему кольца, то и в других вариантах необходимо предусмотреть резервирование его питания.

Задача выбора конфигурации является многосторонней и требует от студентов, не обладающих опытом проектирования, не механического построения тех или иных графов сети, а осмысленного рассмотрения изложенных рекомендаций, необходимости выполнения некоторых оценочных расчетов, выдвижения гипотез о возможных преимуществах и недостатках выбранных схем как с точки зрения технических, так и экономических характеристик.

В данном курсовом проекте рекомендуется из всей совокупности возможных вариантов построения конфигурации электрической сети выбрать для технико-экономического сопоставления два варианта, один из которых — магистрально-радиальная схема, другой — содержащий элемент кольца.

В качестве критерия сопоставления вариантов сети на данном этапе проектирования рекомендуется использовать суммарную длину линий. Этот критерий основывается на предположении, что все варианты сети имеют один класс номинального напряжения, выполнены одинаковым сечением проводов на всех участках и для них использованы одинаковые типы опор и т. п.

Намеченные к дальнейшему рассмотрению два варианта конфигурации электрической сети согласовываются с руководителем проекта, после чего можно приступить к определению технических характеристик элементов сети.

В качестве примера в приложении 2 приведены возможные конфигурации электрической сети для исходных данных, представленных в приложении 8.

Конфигурация электрической сети находится в тесной взаимосвязи с величиной номинального напряжения отдельных ее участков. В связи с этим при составлении конфигурации сети необходимо одновременно выполнить оценку номинального напряжения.

Оценку номинального напряжения любого участка сети можно выполнить, если известны длина и передаваемая по нему активная мощность.

3.2. Расчет потоков мощности

Величина потоков мощности на участках зависит как от конфигурации сети, так и от значения расчетных нагрузок. Поэтому необходимо определить нагрузки приемных подстанций и представить их в виде таблицы 3.1.

Расчетные нагрузки максимального режима заданы активной мощностью P_i и коэффициентом мощности $\cos\varphi_i$. Полная мощность S_i и реактивная мощность Q_i , соответственно определяются как:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos\varphi_i} \quad (3.1)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2} \quad (3.2)$$

В режиме минимальной нагрузки мощности подстанций определяются в соответствии с заданными процентами от нагрузок максимального режима.

Для расчёта и технико-экономического сравнения вариантов сети с достаточной для практики точностью можно пользоваться приближенными методами расчета, включающими в себя следующие допущения:

- а) распределение мощностей в замкнутых сетях определяется по длине линий, а не по сопротивлениям;
- б) потери мощности при определении потоков не учитываются;
- в) напряжение во всех точках сети принимается равным номинальному.

Таблица 3.1. - Расчетные нагрузки

Подстанция	Состав потребителей по категориям надежности, %			Нагрузка потребителей						
				Максимальный режим			Минимальный режим			
	I	II	III	P_i , МВт	Q_i ,	S_i ,	P_i ,	Q_i ,	S_i ,	

					Мвар	МВА	МВт	Мвар	МВА

Для оценки номинального напряжения достаточно определить только потоки активной мощности, однако для выбора сечения проводов и расчета потерь мощности и напряжения требуется определить также потоки реактивной мощности.

В свою очередь, для расчета потоков мощности на участках разомкнутой электрической сети необходимо составить уравнения на основании 1-го закона Кирхгофа. Распределение мощностей в разомкнутой сети является принудительным и определяется нагрузками потребителей и условием баланса мощностей в узлах. Полная мощность в каждой из ветвей разомкнутой сети получается суммированием значений мощностей всех нагрузок, которые питаются по данной ветви. Пример расчета потоков мощности для разомкнутой электрической сети приведен в приложении 3.

Для расчета потоков мощности в замкнутой электрической сети рекомендуется использовать метод преобразования исходной сети к сети с двухсторонним питанием, для которой легко находится распределение мощностей по участкам. Поскольку на данном этапе проектирования сопротивления участков неизвестны, то последние заменяются их длинами. Длины линий определяются в соответствии с указанным в задании масштабом и заносятся в таблицу 3.2. Пример расчета распределения мощностей в замкнутой сети представлен в приложении 4.

Полученное распределение мощностей в сети рекомендуется нанести на соответствующую топографическую схему.

3.3. Выбор номинального напряжения участков сети

Выбор напряжения сети главным образом определяется экономическими факторами. При увеличении номинального напряжения сети капитальные затраты на ее сооружение возрастают. При этом за счет снижения потерь электроэнергии уменьшаются годовые эксплуатационные расходы. Поэтому для выбора напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов сети при различных ее напряжениях.

Есть несколько способов предварительного выбора номинального напряжения. Можно воспользоваться данными таблицы П.1.1 или руководствоваться кривыми, определяющими области применения электрических сетей разных номинальных напряжений [2,3].

Целесообразное напряжение может быть также предварительно определено по известным передаваемой мощности P_{i-j} , МВт; длине L_{i-j} , км и количеству параллельных цепей линии n_{i-j} , с помощью эмпирической формулы Стилла:

$$U_{РАСЧ\ i-j} = 4,34 \sqrt{L_{i-j} + 16 \cdot \frac{P_{i-j}}{n_{i-j}}} \quad (3.3)$$

Найденное по выражению (3.3) напряжение округляется до большего номинального. Выбор напряжения производят для каждой линии и затем принимают решение по сети в целом. При наличии удаленных от источника и близко расположенных друг от друга нагрузок может оказаться целесообразным применение двух высших номинальных напряжений. Не рекомендуется без экономического обоснования создавать узлы сети с тремя и более номинальными высшими напряжениями. Линии, образующие кольцо, как правило, должны выполняться на одном номинальном напряжении. Низшее напряжение подстанций принимается равным 10 кВ. В учебном проекте будем считать, что на питающей районной подстанции имеются два высших напряжения, например, 220 кВ и 35 кВ; 110 кВ и 35 кВ или 220 кВ и 110 кВ.

Результаты выбора номинального напряжения заносятся в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Выбор номинального напряжения

Линия i-j	P_{i-j} , МВт	L_{i-j} , км	n_{i-j}	$U_{РАСЧ\ i-j}$, кВ	$U_{НОМ\ i-j}$, кВ

3.4. Выбор сечения проводов участков сети

Сечения проводов электрической сети должны выбираться таким образом, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение линий и расходами, связанными с потерями электроэнергии, уменьшающимися при увеличении сечения проводов. Определение этого оптимального соотношения является достаточно сложной задачей, сводящейся к нахождению сечения провода, соответствующего наименьшим приведенным затратам. Поэтому при практическом решении задачи выбора сечения провода используются нормируемые обобщенные показатели.

В соответствии с [4] рекомендуются в качестве такого обобщенного показателя экономические токовые интервалы для каждой марки провода. Однако для выбора сечений проводов напряжением 35—220 кВ согласно [1] можно использовать экономическую плотность тока.

Принимая во всех точках напряжение равным номинальному, можно найти токи, протекающие по участкам сети:

$$I_{i-j} = \frac{S_{i-j}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}i-j} \cdot n_{i-j}} \quad (3.4)$$

где I_{i-j} и S_{i-j} - соответственно значение тока и полной мощности на участке $i-j$; n_{i-j} - количество линий на участке $i-j$.

После определения токов, протекающих по линиям, переходят к выбору сечения проводов. Выбранные сечения должны обеспечивать минимум приведенных затрат по линии. С некоторым допущением такому критерию отвечают сечения, выбранные по экономической плотности тока:

$$F_{i-j} = \frac{I_{i-j}}{j_{\text{э}}} \quad (3.5)$$

где $j_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока, которая находится по таблице П.1.2 и зависит от конструктивного исполнения линии, материала проводов и продолжительности использования максимальной нагрузки. В подавляющем большинстве случаев для воздушных линий электропередачи 35÷220кВ применяют изолированный алюминиевый или сталеалюминиевый провод.

Полученное по выражению (3.5) сечение округляется до ближайшего стандартного сечения (таблицы П.1.3-П.1.5). После этого сечения проводов необходимо проверить по условиям короны и допустимой токовой нагрузке в послеаварийном режиме. Провода линий 35 кВ и ниже должны быть проверены по допустимым потерям напряжения. Проверке по термической стойкости токами короткого замыкания подлежат лишь кабельные линии. Выбранными проводами считаются такие, сечения которых удовлетворяют всем перечисленным требованиям. Кроме того, следует учитывать, что экономически оправданные сечения проводов должны укладываться в следующие диапазоны: при 35 кВ - 50÷150мм², при 110 кВ - 70÷240мм², при 220 кВ - 240÷400мм². Если выбранные сечения выходят из указанных пределов, то это свидетельствует о необходимости соответствующей корректировки варианта сети путем изменения напряжения линии, увеличения числа цепей или изменения конфигурации сети.

Проверка сечений линий по допустимой токовой нагрузке по нагреву осуществляется по условию:

$$I_p < I_{\text{доп}} \quad (3.6)$$

где I_p - расчетный ток для проверки проводов и кабелей по нагреву; при этом расчетными режимами могут являться нормальные и послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети [4]; $I_{\text{доп}}$ - допустимая длительная токовая нагрузка (таблица П.1.6).

Необходимо отметить, что если расчетным режимом является послеаварийный режим, то для каждого из участков проектируемой сети необходимо определить тот послеаварийный режим при наибольших нагрузках подстанций, в котором по участку протекает максимальный ток. Особое внимание при этом следует обратить на слабо загруженные в нормальных режимах участки кольцевых сетей. Опыт проектирования сетей 35÷220кВ показал, что на участках сети, входящих в кольцо целесообразно выбирать одинаковое сечение, соответствующее максимальному.

Проверке по условиям короны подлежат воздушные линии 110 кВ и выше. Выбранное сечение провода должно быть не меньше минимально допустимого по условию короны. Минимальные сечения проводов по условиям короны имеют следующие значения: при 110кВ – 70 мм², при 220кВ – 240 мм².

Результаты выбора сечения проводов оформляются в виде таблицы 3.3.

Таблица 3.3 - Выбор сечения проводов

Линия $i-j$	S_{i-j} , МВА	$U_{\text{НОМ}i-j}$, кВ	n_{i-j}	I_{i-j} , А	$I_{\text{П.АВ}i-j}$, А	$I_{\text{доп}i-j}$, А	F_{i-j} , мм ²	$F_{\text{НОМ}i-j}$, мм ²

3.5. Расчет потерь напряжения и потерь мощности

Линии электропередачи напряжением выше 35 кВ не подлежат проверке по допустимым потерям напряжения, так как в таких сетях снижение потерь за счет увеличения сечения проводов экономически не оправдывается. Проще и дешевле применять трансформаторы с РПН. Однако пределы регулирования трансформаторов ограничены. Поэтому в качестве технического критерия обоснованности варианта сети могут служить максимальные потери напряжения. Обычно принимают, что в нормальных режимах максимальные потери напряжения в линии не должны превышать 10÷15% $U_{\text{НОМ}}$, а в послеаварийных - 15÷20% $U_{\text{НОМ}}$. Эти потери напряжения позволяют при применении встречного регулирования получить допустимые уровни на шинах вторичного напряжения подстанций. Большие потери приведут к необходимости применения дополнительных мер по повышению качества электрической энергии, а значит, к удорожанию сети.

Если же эти условия не удовлетворяются, рассматриваемый вариант конфигурация электрической сети должен быть исключен из дальнейшего рассмотрения как технически непригодный. Для такой проверки необходимо выполнить расчет потерь напряжения во всех линиях, используя ранее найденные потоки мощности и рассчитанные согласно выбранным сечениям сопротивления участков сети (таблица 3.4).

Таблица 3.4. - Удельные и расчетные параметры участков сети

Линия i-j	Марка провода	L _{i-j} , км	r ₀ ,	x ₀ ,	b ₀ · 10 ⁻⁶ ,	n _{i-j}	R _{i-j} ,	X _{i-j} ,	B _{i-j} · 10 ⁻⁶ , См
			$\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$\frac{\text{См}}{\text{км}}$		Ом	Ом	

Расчетные активное и индуктивное сопротивления, а также емкостная проводимость на землю определяются как:

$$R_{i-j} = \frac{r_0 \cdot L_{i-j}}{n_{i-j}} \quad (3.7)$$

$$X_{i-j} = \frac{x_0 \cdot L_{i-j}}{n_{i-j}} \quad (3.8)$$

$$B_{i-j} = b_0 \cdot L_{i-j} \cdot n_{i-j} \quad (3.9)$$

Расчет потерь напряжения на участках сети выполняется по следующему выражению:

$$\Delta U_{i-j} = \frac{P_{i-j} \cdot R_{i-j} + Q_{i-j} \cdot X_{i-j}}{U_{\text{НОМ}i-j}} \quad (3.10)$$

где P_{i-j}, Q_{i-j} - потоки активной и реактивной мощности на участке i-j; U_{НОМi-j} - номинальное напряжение участка i-j.

В свою очередь величина потерь напряжения, в процентах от номинального равна:

$$\Delta U_{i-j}\% = \frac{\Delta U_{i-j}}{U_{\text{НОМ}i-j}} \cdot 100 \quad (3.11)$$

После определения потерь напряжения на отдельных участках электрической сети необходимо оценить максимальную величину потерь напряжения в процентах от номинального, то есть определить суммарные потери напряжения от источника до наиболее электрически удаленного пункта потребления в нормальном и наиболее тяжелом послеаварийном режиме. Причем максимальная потеря напряжения определяется отдельно для каждой ступени номинального напряжения. Если на этом этапе проектирования не ясно, какой послеаварийный режим является наиболее тяжелым, то нужно рассмотреть все и для каждого из них вычислить потери напряжения. Если сеть имеет участки нескольких номинальных напряжений, то потери определяются лишь для той ступени, где рассматривается авария.

Кроме потерь напряжения, необходимо также рассчитать потери активной мощности на отдельных участках сети ΔP_{i-j}, МВт, суммарные потери активной мощности в сети ΔP_Σ, МВт и суммарные потери в процентах от суммарной мощности нагрузок в максимальном режиме ΔP_{Σ%}, %.

$$\Delta P = \frac{P_{i-j}^2 + Q_{i-j}^2}{U_{\text{НОМ}i-j}^2} \cdot R_{i-j} \quad (3.12)$$

Эти данные понадобятся для расчета стоимости потерь электроэнергии при технико-экономическом сравнении вариантов. Полученные потери мощности и напряжения заносятся в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 - Потери напряжения и потери мощности

Линия i-j	U _{НОМi-j} , кВ	P _{i-j} , МВт	Q _{i-j} , Мвар	S _{i-j} , МВА	ΔU _{i-j} , кВ	ΔP _{i-j} , МВт

3.6. Выбор схем первичных соединений подстанций, числа и мощности трансформаторов

Выбор схемы электрических соединений подстанций производится одновременно с выбором конфигурации сети, так как и технические, и экономические показатели схемы подстанций существенно влияют на показатели стоимости выбранного варианта сети. Тип схемы на стороне высокого напряжения подстанции определяется ее ролью и месторасположением в электрической системе. Обоснованный выбор схем подстанций в общем случае является сложной технико-экономической задачей, решение которой в каждом конкретном случае требует учета многочисленных факторов, что выходит за рамки данного проекта. В настоящее время разработаны типовые схемы подстанций [5], из числа которых студент производит выбор подходящих по техническим соображениям схем без детальных технико-экономических обоснований.

При выборе схем подстанций необходимо учитывать требования надежности, возможность перспективного развития.

Кроме этого, при разработке схемы подстанции необходимо указать тип применяемой на высшей стороне коммутационной аппаратуры, рассмотреть порядок работы схемы в нормальных и аварийных режимах, иметь представление о действиях оперативного персонала при различных переключениях в сети.

Краткая характеристика типовых схем и конкретные рекомендации по их применению приведены в [2,5], а также в приложении 1 (таблица П. 1.7, рисунок П. 1.1—П. 1.8).

Разработка схемы электрических соединений подстанции включает выбор числа и мощности трансформаторов. Как правило, на всех районных подстанциях предусматривается установка двух трансформаторов, мощность каждого из которых выбирается равной $0,65 \div 0,7$ от максимальной нагрузки подстанции с таким расчетом, чтобы при аварийном выходе одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор перегружался не более чем на 40 % и обеспечивал питание потребителей всех категорий. Установка трех трансформаторов обычно требует специального технико-экономического обоснования и в большинстве случаев практически не применяется.

Применение одното трансформаторных подстанций допускается для потребителей третьей категории мощностью до 10 МВА, если в сетевом районе имеется передвижной резерв, т. е. возможность заменить поврежденный трансформатор в течение суток. Мощность трансформатора определяется исходя из его стопроцентной загрузки. Таким образом, номинальная мощность трансформатора $S_{НОМ.i}$, установленного на подстанции i с нагрузкой в максимальном режиме $S_{НАГ.i}$ должна удовлетворять следующим условиям.

Если на подстанции устанавливается один двухобмоточный трансформатор,

$$S_{НОМ.i} \geq S_{НАГ.i} \quad (3.13)$$

Если на подстанции устанавливаются два двухобмоточных трансформатора,

$$S_{НОМ.i} \geq \frac{S_{НАГ.i}}{K_{П.АВ}} \quad (3.14)$$

где $K_{П.АВ} = 1,4$ - допустимый коэффициент перегрузки в послеаварийных режимах.

Если на подстанции устанавливаются два трехобмоточных трансформатора или два автотрансформатора, то условие выбора будет следующим:

$$S_{НОМ.i} \geq \frac{S_{С.i} + S_{НАГ.i}}{K_{П.АВ}} \quad (3.15)$$

где $S_{С.i}$ - нагрузка на шинах среднего напряжения подстанции.

Кроме того, необходимо иметь в виду, что у автотрансформатора номинальная мощность обмотки низкого напряжения $S_{НОМ.Н.i}$ отличается от номинальной мощности автотрансформатора $S_{НОМ.i}$ в α раз ($S_{НОМ.Н.i} = S_{НОМ.i} \cdot \alpha$). Поэтому условие (14) дополняется следующим условием:

$$S_{НОМ.i} \geq \frac{S_{НАГ.i}}{\alpha} \quad (3.16)$$

где α - коэффициент приведения (пересчета) автотрансформатора.

Если величина α в справочных данных отдельно не оговаривается, то его необходимо принять равным коэффициенту выгодности автотрансформатора, который равен:

$$\alpha_B = 1 - \frac{U_{С.НОМ}}{U_{В.НОМ}} \quad (3.17)$$

где $U_{С.НОМ}$, $U_{В.НОМ}$ - номинальные напряжения на средней и высокой сторонах трансформатора соответственно.

Данные по выбранным трансформаторам сводят в таблицы 3.6, 3.7. В таблице 3.6 $K_{З.Н}$ - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме; $K_{З.ПА}$ - коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме.

Таблица 3.6 - Выбор мощности трансформаторов

Узел i	Число трансформаторов	$S_{НАГ.i}$, МВА	$S_{НОМ.i}$, МВА	$K_{З.Н}$	$K_{З.ПА}$

Таблица 3.7 - Паспортные данные двухобмоточных трансформаторов

Узел i	Тип трансформаторов	$S_{НОМ.i}$, МВА	Диапазон регулирования	$U_{В.НОМ}$, кВ	$U_{Н.НОМ}$, кВ	U_K , %	P_K , кВт	P_X , кВт	I_X , %

В общем случае коэффициент загрузки равен:

$$K_3 = \frac{S_{\text{НАГ}}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n_1} \quad (3.18)$$

где n_1 - число работающих трансформаторов на подстанции в нормальном или послеаварийном режимах.

Аналогично таблице 3.7 в пояснительной записке приводятся паспортные данные выбранных трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов.

В курсовом проекте выбор коммутационной аппаратуры (выключателей и разъединителей) для каждой подстанции осуществляется без детальной проработки (Приложение 5). Решение этих вопросов в данном случае необходимо для дальнейших технико-экономических расчетов. Поэтому коммутационная аппаратура выбирается по расчетным условиям нормального режима: По номинальному напряжению и номинальному току.

Проверка оборудования на работоспособность в условиях ненормальных режимов (на допустимый нагрев расчетным током, термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях и т. д.) не осуществляется.

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1. Основные сведения

При проектировании электрических сетей одна и та же задача может быть решена в нескольких вариантах. Окончательное решение выбирается путем сравнения технико-экономических показателей сети. Такими показателями являются капитальные вложения K и ежегодные эксплуатационные расходы (издержки) I . Если капитальные вложения и эксплуатационные издержки одного из вариантов оказались наименьшими, то этот вариант экономически целесообразнее остальных.

Однако часто капитальные вложения одного из вариантов K_1 больше капитальных вложений другого K_2 , а эксплуатационные расходы, наоборот, меньше, т. е. $I_1 < I_2$. В этом случае экономическая целесообразность вариантов не очевидна и требуется выполнить технико-экономическое сравнение с помощью метода срока окупаемости.

Под сроком окупаемости $T_{\text{ОК}}$ понимают такое время, в течение которого дополнительные капиталовложения ($\Delta K = K_1 - K_2$) окупятся за счет снижения эксплуатационных расходов ($\Delta I = I_2 - I_1$):

$$T_{\text{ОК}} = \frac{\Delta K}{\Delta I} \quad (4.1)$$

Величина, обратная сроку окупаемости, называется коэффициентом эффективности капитальных вложений:

$$E = \frac{1}{T_{\text{ОК}}} \quad (4.2)$$

В зависимости от условий под величиной E понимают ставку рефинансирования центрального банка. В настоящее время, для энергетических объектов коэффициент эффективности капитальных вложений $E_H = 0,12$.

Смысл метода срока окупаемости может быть сформулирован следующим образом. Если, при сравнении двух вариантов, найденный срок окупаемости $T_{\text{ОК}} > \frac{1}{E_H}$, то экономически целесообразен вариант с меньшими

капитальными вложениями K_2 и большими эксплуатационными расходами I_2 . Если же $T_{\text{ОК}} < \frac{1}{E_H}$, то предпочтение должно быть отдано варианту с большими капитальными вложениями K_1 и меньшими эксплуатационными расходами I_1 .

При сравнении нескольких вариантов удобнее пользоваться статическим критерием приведенных затрат:

$$Z = E_H \cdot K + I \rightarrow \min \quad (4.3)$$

Критерием экономической целесообразности в этом случае является минимум приведенных затрат (4.3).

При сравнении вариантов по формуле (4.3) предполагают, что строительство идет в один этап и средства вкладываются однократно, а эксплуатация происходит с неизменными издержками.

В случае сравнения вариантов сети с разной степенью надежности электроснабжения величина приведенных затрат содержит величину ожидаемого ущерба от перерыва электроснабжения Y :

$$Z = E_H \cdot K + I + Y \quad (4.4)$$

При выполнении технико-экономических расчетов следует обязательно соблюдать условия сопоставимости вариантов сети, которые сводятся к следующему:

- все рассматриваемые варианты сети обеспечивают передачу потребителям одинакового количества энергии;
- рассматриваемые варианты сети поставлены в оптимальные для каждого из них условия, т. е. в каждом варианте используются прогрессивные материалы и методы организации строительства и эксплуатации, максимально используется новая техника, выполняются оптимальные условия работы оборудования и т. д.;
- варианты сети обеспечивают требуемое качество напряжения у потребителей;
- расчеты выполняются в единых ценах.

Если при технико-экономическом сравнении вариантов сети имеются одинаковые элементы, такие как участки сети, трансформаторные подстанции и т. д., то расходы по этим элементам можно не учитывать.

Если разница в приведенных затратах менее 5%, то такие варианты считаются равноэкономичными. Поэтому предпочтение может быть отдано любому из них, имеющему преимущество по какому-либо иному показателю, например, по наименьшим потерям электроэнергии.

Рассмотрим более подробно структуру и порядок расчета основных экономических показателей сети.

4.2. Капитальные вложения в сеть

Капитальные вложения представляют собой выраженные в денежной форме затраты, связанные с сооружением сети. Они складываются из расходов на работы, предшествующие строительству (проектные, научные, изыскательские), на освоение и подготовку территории, приобретение оборудования и строительномонтажные работы. Затраты на строительство сети K подразделяют на затраты по линиям $K_{Л}$ и затраты по подстанциям $K_{ПС}$:

$$K = K_{Л} + K_{ПС} \quad (4.5)$$

При выполнении сравнительных технико-экономических расчетов затраты на сеть определяют по укрупненным показателям стоимости. Стоимость воздушных линий (ВЛ) зависит от их номинального напряжения, сечения проводов, конструкции и материала опор, а также от внешних нагрузок (гололеда и ветра). Стоимость 1 км ВЛ на применяемых в России унифицированных опорах приведена в таблице П.1.17 - П.1.19.

Зная стоимость 1 км каждой линии K_{0i-j} , и ее длину L_{i-j} , находим затраты на сооружение всех линий:

$$K_{Л} = \sum K_{0i-j} \cdot L_{i-j} \quad (4.6)$$

Капитальные вложения в подстанции зависят от многих факторов и обычно разделяются на четыре составляющие: затраты в распределительные устройства $K_{РУ}$, затраты по силовым трансформаторам $K_{Т}$, затраты по компенсирующим устройствам $K_{КУ}$, постоянная часть затрат $K_{П}$.

Затраты по распределительным устройствам определяются как сумма стоимостей распределительных устройств (РУ) $K_{РУ,i}$. В свою очередь распределительные устройства выполняются по типовым схемам и могут иметь фиксированное количество ячеек. В этом случае при расчёте $K_{РУ}$ необходимо учитывать стоимости РУ целиком таблица П.1.21.

В случае применения на РУ сборных шин, имеющих большое количество ячеек необходимо предварительно определить стоимость каждого РУ, как сумму капиталовложений в отдельные ячейки.

Стоимость каждой ячейки включает затраты на оборудование: выключатель, разъединители, трансформаторы напряжения и тока, шины, разрядники, кабели, и затраты на выполнение строительномонтажных работ по установке этого оборудования. Стоимость ячеек РУ приведена в таблице П.1.20.

Расчетная стоимость трансформаторов $K_{Т,i}$ приведена в таблицах п.1.22 - П.1.24.

Постоянная часть затрат $K_{П,i}$ включает стоимость здания подстанции, затраты на освоение территории подстанции, водоснабжение, теплоснабжение, устройство дорог, оборудование собственных нужд подстанции, трансформаторного, масляного хозяйства и т. д. Постоянные затраты по подстанциям приведены в таблице П.1.25.

Поскольку компенсирующие устройства на подстанциях для всех выбранных вариантов электрической сети будут одинаковы, то их можно исключить из расчёта, т.е. $K_{КУ} = 0$.

Все показатели стоимости в таблицах П.1.17 - П.1.25 даны в ценах, приведённых к 2014г.

Таким образом, капитальные затраты для подстанций можно определить по следующему выражению:

$$K_{ПС} = \sum K_{РУ,i} + \sum K_{Т,i} \cdot n_i + \sum K_{КУ,i} + \sum K_{П,i} \quad (4.7)$$

где n_i - количество параллельно работающих трансформаторов на подстанции i .

4.3. Ежегодные эксплуатационные издержки

Ежегодные издержки складываются из отчислений на амортизацию, расходов на текущий ремонт и обслуживание.

Амортизационные отчисления используются для выполнения капитальных ремонтов и полной замены оборудования. Норма амортизационных отчислений зависит от срока службы оборудования, стоимости и периодичности капитальных ремонтов.

Расходы на текущий ремонт и обслуживание включают в себя зарплату ремонтного и обслуживающего персонала, расходы на приобретение необходимых для эксплуатации материалов, приборов и прочие общесетевые расходы.

Амортизационные отчисления, расходы на текущий ремонт и обслуживание определяются для каждого года эксплуатации в виде процентов от капиталовложений. В таблице П.1.13 приведены значения отчислений от капитальных затрат на амортизацию, ремонт и обслуживание для линий электропередачи и для оборудования подстанций.

Таким образом, величина годовых эксплуатационных издержек I может быть определена по выражению:

$$I = I_{\text{Л}} + I_{\text{ПС}} \quad (4.8)$$

где $I_{\text{Л}}$ - эксплуатационные издержки для линий; $I_{\text{ПС}}$ - эксплуатационные издержки для подстанций; В свою очередь эксплуатационные издержки для линий и подстанций могут быть определены как:

$$I_{\text{Л}} = \frac{A_{\text{АО(Л)}} \cdot K_{\text{Л}}}{100} \quad (4.9)$$

$$I_{\text{ПС}} = \frac{A_{\text{АО(ПС)}} \cdot K_{\text{ПС}}}{100} \quad (4.10)$$

где $A_{\text{АО(Л)}}$; $A_{\text{АО(ПС)}}$ - отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание линий и подстанций соответственно, %; $K_{\text{Л}}$, $K_{\text{ПС}}$ - капитальные вложения в линии и подстанции, соответственно, тыс. руб.

Сравниваемые варианты сети, кроме разных капитальных вложений и эксплуатационных расходов, будут иметь еще и разные потери электроэнергии в сети. На покрытие этих потерь в системе затрачиваются определенные средства, поэтому для правильной экономической оценки сравниваемых вариантов сети надо учитывать затраты, связанные с компенсацией потерь энергии, т. е. стоимость потерь электроэнергии $C_{\text{Э}}$.

При учете переменных $\Delta W'$ и постоянных $\Delta W''$ потерь энергии в электрической сети стоимость потерь определяется по формуле [2]:

$$C_{\text{Э}} = C'_{\text{Э}} \cdot \Delta W' + C''_{\text{Э}} \cdot \Delta W'' \quad (4.11)$$

где $C'_{\text{Э}}$, $C''_{\text{Э}}$ - стоимости 1 кВт·ч переменных и постоянных потерь в электрических сетях, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$, принимаемые в ценах 2014 года равными $0,82 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

В свою очередь значения потерь:

$$\Delta W' = (\Delta P_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{Т.М}}) \cdot \tau \quad (4.12)$$

$$\Delta W'' = \Delta P_{\text{Т.СТ}} \cdot T_{\text{РАБ}} \quad (4.13)$$

где $\Delta P_{\text{Л}}$, $\Delta P_{\text{Т.М}}$, $\Delta P_{\text{Т.СТ}}$ - соответственно суммарные потери активной мощности в линиях, в меди трансформаторов и в стали трансформаторов; $T_{\text{РАБ}}$ - время работы трансформаторов (обычно принимается $T_{\text{РАБ}} = 8760$ ч); τ - время максимальных потерь.

При этом время максимальных потерь:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{НБ}} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 \quad (4.14)$$

Стоимость потерь $C_{\text{Э}}$, включается в выражение приведенных затрат:

$$Z = E_{\text{Н}} \cdot K + I + C_{\text{Э}} \quad (4.15)$$

Результаты технико-экономического расчета целесообразно представить по форме, указанной в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Технико-экономические показатели вариантов сети

Затраты	Вариант 1	Вариант 2
Капитальные затраты по ВЛ-110 кВ с проводом АС-70 ВЛ-220кВ с проводом АС-240 Суммарные капиталовложения по линиям $K_{\text{Л}}$, тыс.руб.		
Стоимость ОРУ-110 кВ П/СТ А Стоимость ОРУ-220 кВ П/СТ Б Суммарные капиталовложения по РУ $K_{\text{РУ}}$, тыс.руб.		
Стоимость трансформаторов на П/СТ А		

Суммарные капиталовложения по трансформаторам K_T , тыс.руб.		
Постоянная часть затрат по П/СТ А		
Постоянная часть затрат по всем подстанциям $K_{П}$, тыс.руб.		
Суммарные капитальные затраты по подстанциям $K_{ПС}$, тыс.руб.		
Суммарные капитальные затраты K , тыс.руб.		
Эксплуатационные ежегодные расходы		
1) Эксплуатационные расходы по линиям I_L , тыс.руб./год		
2) Эксплуатационные расходы по подстанциям $I_{ПС}$, тыс.руб./год		
Суммарные эксплуатационные расходы I , тыс.руб./год		
Стоимость потерь электроэнергии $C_Э$, тыс.руб./год		
Приведенные затраты Z , тыс.руб./год		

4.4. Оценка надежности электроснабжения

Выбираемые схемы вариантов сети должны обеспечивать требуемую надежность электроснабжения потребителей, под которой понимается способность сети выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах. Как известно, все электроприемники по требуемой степени надежности разделены на три категории. Поэтому при составлении варианта сети необходимо учитывать конкретный состав потребителей и требования ПУЭ.

Задача обеспечения надежного электроснабжения, как правило, требует значительных дополнительных затрат. Поэтому там, где это возможно, необходимо выполнять технико-экономическое обоснование этих дополнительных затрат, сравнивая их с объемом ущерба, вызванного перерывом электроснабжения потребителей.

Величина этого ущерба включается в приведенные затраты, и поэтому минимум приведенных затрат будет устанавливать оптимальное соотношение между объемом дополнительных затрат на повышение надежности и тем ущербом, который понесет потребитель в результате прекращения питания.

В случаях, когда нарушение электроснабжения связано с опасностью для жизни людей, расстройством работы объектов транспорта, связи и другими последствиями, ущерб от которых не может быть оценен в денежном выражении, сравнение надежности схем производят по таким показателям, как вероятность безотказной работы, среднее время восстановления электроснабжения, среднее количество отказов в год. Для обеспечения требуемой надежности величину этих показателей нормируют. Поэтому при сравнении вариантов сети, имеющих такие потребители и обеспечивающих нормативные показатели надежности, оптимальным будем считать вариант, который имеет наименьшие приведенные затраты.

В качестве основных показателей при расчете надежности используют следующие величины:

- Параметр потока отказов ω ;
- Среднее время восстановления элемента сети $T_{B,i}$;
- Среднее время планового простоя элемента электрической сети $T_{П,i}$;
- Частота планового ремонта μ .

Параметр потока отказов ω - это величина, которая обозначает среднее количество отказов m определенного элемента сети, произошедшее за наблюдаемый период времени T :

$$\omega = \frac{m}{n \cdot T} \quad (4.16)$$

где m - общее количество отказов всех наблюдаемых элементов за T лет, $\frac{1}{год}$; n - число однотипных элементов, наблюдаемых в течение T лет.

Величина ω может быть определена по таблице П. 1.14.

Среднее время восстановления элемента сети $T_{B,i}$, характеризующее процессы восстановления отказавших элементов, которое для практических расчетов может быть определено в соответствии с таблицей П. 1.15.

Для учета надежности при проектировании электрических сетей необходимо учитывать не только аварийные, но и плановые отключения элементов сети, которые имеют место, например, при плановых ремонтах. В этом случае используются такие показатели надежности, как среднее время планового простоя элемента электрической сети $T_{П,i}$, и частота планового ремонта μ , представляющие собой величины, найденные как усредненные показатели для различных типов оборудования сети.

Коэффициент ограничения нагрузки потребителей ε определяется как отношение аварийно отключаемой мощности потребителя $P_{ОТК}$ к нагрузке нормального режима $P_{МАХ}$. Величина аварийно отключаемой мощности находится для каждого конкретного случая.

Для удобства выполнения расчетов рекомендуется характеризовать аварийные и плановые простои относительными величинами:

1) коэффициентом вынужденного простоя $K_{В,i}$, о.е.,

$$K_{В,i} = \omega \cdot T_{В,i} \quad (4.17)$$

2) коэффициентом планового простоя $K_{П,i}$, о.е.,

$$K_{П,i} = \mu \cdot T_{П,i} \quad (4.18)$$

Величина $K_{П,i}$, для различных типов оборудования приведена в таблице П.1.16.

Методика расчета ущерба от перерыва электроснабжения сводится к расчету составляющих аварийного Y_A и планового $Y_{П}$ ущербов:

$$Y = Y_A + Y_{П} \quad (4.19)$$

Величина каждого из ущербов находится по известным удельным ущербам и вероятному значению недополученной энергии W :

$$Y = Y_0 \cdot W \quad (4.20)$$

Величина ущерба при аварийном перерыве электроснабжения Y_A , тыс. руб., равна:

$$Y_A = P_{MAX} \cdot \varepsilon \cdot K_{В,i} \cdot Y_{0,A} \quad (4.21)$$

где $Y_{0,A}$ - расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электроснабжения, который для некоторого состава нагрузки приведен на рисунке П.1.9.

Величина ущерба при плановых простоях электроснабжения $Y_{П}$, тыс. руб., равна:

$$Y_{П} = P_{MAX} \cdot \varepsilon \cdot K_{П,i} \cdot Y_{0,П} \quad (4.22)$$

где $Y_{0,П}$ - расчетный годовой ущерб от плановых ограничений электроснабжения, который для некоторого состава нагрузки также приведен на рисунке П.1.9.

5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ РЕЖИМОВ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА СЕТИ

Целью электрического расчета сети является определение потоков мощности по элементам сети, напряжений на шинах подстанций, потерь активной и реактивной мощности. Знание этих параметров позволяет оценить экономичность работы сети, определить показатели качества напряжения и разработать те или иные мероприятия по их улучшению.

В данном разделе курсового проекта рассчитываются три режима: нормальные режимы работы сети с наибольшей и наименьшей нагрузками и самый тяжелый - послеаварийный режим. При расчете режима напряжений на подстанциях необходимо учитывать заданный уровень напряжения на шинах источника питания.

5.1. Выбор мощности компенсирующих устройств

Выбор и размещение компенсирующих устройств на подстанциях проектируемой электрической сети влияет как на экономичность режимов работы сети, так и на решение задач регулирования напряжения. В связи с тем, что вопросы компенсации реактивной мощности не решаются в данном проекте полностью, можно производить предварительную расстановку компенсирующих устройств по подстанциям исходя из рекомендуемых для подстанций 35÷220 кВ коэффициентов, которые ограничивают потребление реактивной мощности в долях от активной (табл. 5.1).

Таблица 5.1 - Рекомендуемые значения реактивной мощности в долях от активной

Напряжение на шинах подстанции	35/10 кВ	110/10 кВ	220/10 кВ
$\text{tg}\varphi_{ж}$	0,24	0,29	0,40

Таким образом, реактивная мощность компенсирующих устройств Q_{KV} на каждой подстанции i определяется по следующей формуле:

$$Q_{KV,i} = P_{НАГ,i} (\text{tg}\varphi_{Н,i} - \text{tg}\varphi_{ж}) \quad (5.1)$$

где $P_{НАГ,i}$ - активная нагрузка подстанции в максимальном режиме; $\text{tg}\varphi_{Н,i}$ - заданное значение $\text{tg}\varphi$.

Затем определяются расчетные нагрузки подстанций на шинах 10 кВ с учетом компенсирующих устройств:

$$S_{НАГ,i} = P_{НАГ,i} + j \cdot (Q_{НАГ,i} - Q_{KV,i}) \quad (5.2)$$

Расчеты по выбору мощности компенсирующих устройств могут быть сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 - Выбор компенсирующих устройств

Узел	$P_{НАГ,i}$, МВт	$Q_{НАГ,i}$, Мвар	$Q_{KV,i}$, Мвар	$Q_{НАГ,i} - Q_{KV,i}$, Мвар	$S_{НАГ,i}$, МВА

5.2. Составление расчетной схемы замещения сети

Перед началом электрического расчета составляется схема замещения сети (Приложение 6), для которой выполняется расчёт. При этом необходимо определить все потоки мощности, по ним - потери напряжения, а затем напряжения во всех узлах сети. Схемы замещения строятся для всех расчетных режимов, а именно для нормальных режимов наибольших и наименьших нагрузок, а также послеаварийного режима. На схемы замещения затем наносятся результаты расчета режима.

При составлении схемы замещения сети необходимо выбрать схему замещения для каждого элемента сети и определить ее параметры, соединить схемы замещения отдельных элементов в той же последовательности, в какой соединены эти элементы в сети, и по возможности упростить схему замещения сети. При расчете электрических сетей линии электропередачи представляются П-образными схемами замещения, двухобмоточные трансформаторы - Г-образными, а трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы - Г-образными трёхлучевыми схемами замещения [3] (рис.5.1).

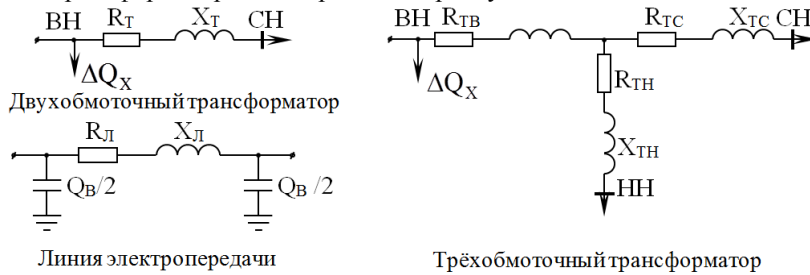


Рис. 5.1 Схемы замещения элементов электрической сети

Проводимости элементов сети можно учитывать в схеме замещения в виде дополнительной нагрузки: для линий - величиной зарядной мощности; для трансформаторов - величиной потерь активной и реактивной мощности в стали.

5.3. Расчет нормальных режимов

Для определения работоспособности схемы необходимо рассчитать два режима нормальных нагрузок: максимальный и минимальный.

Режим максимальных нагрузок рассчитывается по нагрузкам с учетом мощности выбранных компенсирующих устройств. Для расчета может быть использован любой из известных методов расчета режимов работы сети [2,3].

Рекомендуется использовать так называемый метод расчета «в два этапа». Для разомкнутой сети расчет ведется по полной схеме замещения. На первом этапе, двигаясь от удаленных узлов к источнику питания, последовательно определяют потери мощности и потоки во всех элементах схемы, затем находят мощность источника питания:

$$S_{\text{ИП}} = P_{\text{ИП}} + j \cdot Q_{\text{ИП}} \quad (5.3)$$

На втором этапе, используя заданное напряжение источника питания, двигаясь в обратном направлении от источника к удаленным нагрузкам, рассчитывают потери напряжения в линиях и трансформаторах, а также напряжение во всех узлах сети.

Пример расчета разомкнутой сети, содержащей пять подстанций, приведен в приложении 7.

При расчете кольцевых схем предварительно нужно упростить расчетную схему, определив для подстанций, находящихся в кольце, расчетные нагрузки [6].

Значение расчетной нагрузки для подстанции i определяется по формуле:

$$S_{P,i} = S_{\text{НАГ},i} + \Delta S_{\text{ТР},i} - j \cdot Q_{\text{В},i-k} - j \cdot Q_{\text{В},i-j} \quad (5.4)$$

где $S_{\text{НАГ},i}$ - мощность нагрузки подстанции с учетом компенсирующих устройств; $\Delta S_{\text{ТР},i}$ - суммарные потери мощности в трансформаторах; $j \cdot Q_{\text{В},i-k}$ и $j \cdot Q_{\text{В},i-j}$ - зарядная мощность линий, прилегающих к узлу i .

В свою очередь зарядная мощность линии определяется как:

$$Q_{\text{В},i-j} = U_{i-j}^2 \cdot B_{i-j} / 2 \quad (5.5)$$

Далее в соответствии с упрощенной схемой замещения определяются потоки мощности в кольце без учета потерь мощности в линиях и находится точка потокораздела.

Затем определяются потоки мощности в кольце с учетом потерь мощности в линиях кольца. Для этого кольцо разрезается по точке потокораздела, и схема преобразуется в две радиальные схемы, которые легко рассчитываются по известным правилам.

Второй этап расчета, когда определяются напряжения в узлах, в кольцевых схемах аналогичен радиальным схемам.

По окончании расчета режима определяют коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{ИП}}$ и коэффициент полезного действия (КПД) $\eta_{\text{ИП}}$ на шинах источника питания:

$$\cos\varphi_{\text{ИП}} = \frac{P_{\text{ИП}}}{S_{\text{ИП}}} \quad (5.6)$$

$$\eta_{\text{ИП}} = \frac{\sum P_{\text{НАГ}i}}{P_{\text{ИП}}} \quad (6.6)$$

При расчете режима наименьших нагрузок на двухтрансформаторных подстанциях необходимо определить экономическую целесообразность отключения одного из работающих трансформаторов.

Для этого рассчитывается значение мощности нагрузки S_{Σ} , при которой потери мощности в двух трансформаторах равны потерям в одном трансформаторе:

$$S_{\Sigma} = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{n \cdot \left(1 - \frac{\Delta P_{\text{Х}}}{\Delta P_{\text{К}}}\right)} \quad (6.7)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ — номинальная мощность трансформатора; n — число трансформаторов на подстанции; $\Delta P_{\text{Х}}$ — потери холостого хода; $\Delta P_{\text{К}}$ — потери короткого замыкания.

Таким образом, если $S_{\text{НАГ.МИН}} < S_{\Sigma}$, то целесообразно один трансформатор отключить, тогда как при $S_{\text{НАГ.МИН}} > S_{\Sigma}$ работают оба трансформатора. Здесь $S_{\text{НАГ.МИН}}$ — нагрузка подстанции в минимальном режиме.

Активная мощность подстанций в режиме наименьших нагрузок определяется в процентах от максимальной мощности. Реактивная мощность определяется без учета компенсирующих устройств. Напряжение на шинах источника питания в этом режиме согласно заданию принимается меньше, чем в режиме максимальных нагрузок.

Последовательность расчета минимального режима такая же, как и максимального режима.

5.4. Расчет послеаварийного режима

Расчет послеаварийных режимов выполняется как для уточнения проверки выбранных сечений проводов по условию допустимого нагрева, так и для определения наименьших значений напряжения, которые могут иметь место при отключении линий.

В курсовом проекте рассчитывается один, наиболее тяжелый послеаварийный режим сети, приводящий к наибольшему снижению напряжения на шинах подстанций. Такой режим был определен ранее при проверке выбранных сечений проводов по максимальным потерям напряжения и, как правило, вызван:

- отключением одной из цепей линии на участке от источника питания до узловой подстанции;
- отключением головного участка одноцепной линии, входящей в замкнутую сеть;
- отключением одного из трансформаторов узловой подстанции.

Совпадение отключений двух и более линий или линии и трансформатора не рассматривается. При расчетах послеаварийного режима необходимо учитывать все те изменения, которые произойдут благодаря действиям обслуживающего персонала и автоматики.

Расчетная схема для послеаварийного режима в проектируемой сети отличается от схемы для нормального режима лишь параметрами участка, где рассматривается авария. И, как правило, расчет этого режима выполнить легче, так как расчетные нагрузки подстанций остаются такими же.

Напряжение на шинах источника питания в этом режиме согласно заданию принимается выше, чем в режиме максимальных нагрузок.

6. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ

Регулирование напряжения в проектируемой электрической сети можно осуществить как на шинах источника питания, так и на понижающих подстанциях. В курсовом проекте в качестве основных средств регулирования напряжения принимаются трансформаторы и автотрансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). В соответствии с [1] устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах 10 кВ понижающих подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105 % номинального напряжения в режиме максимальных нагрузок и не больше 100 % в режиме минимальных нагрузок. В послеаварийном режиме следует стремиться поддерживать напряжение на уровне требований режима максимальных нагрузок, и только если это невозможно, допустимо напряжение снизить, но не ниже номинального.

В этом разделе курсового проекта для указанных в задании подстанций требуется выбрать регулировочные ответвления трансформаторов в режиме максимальных, минимальных нагрузок и в наиболее тяжелом послеаварийном режиме.

Существуют различные методики выбора регулировочных ответвлений трансформаторов с РПН. Однако наиболее проста и наглядна методика, основанная на непосредственном определении необходимого напряжения регулировочного ответвления.

Задача выбора ответвлений формулируется следующим образом. Известно фактическое напряжение на первичной стороне трансформатора U_1 . Требуется получить на вторичной стороне напряжение $U_{2\text{Ж}}$. Для этого необходимо выбрать нужный коэффициент трансформации или, подобрать номинальное напряжение соответствующего регулировочного ответвления на первичной обмотке при заданной нагрузке.

Напряжение на вторичной стороне трансформатора, приведенное к первичной, можно получить, если из U_1 отнять потери напряжения в трансформаторе

$$U_2' = U_1 - \Delta U_{\text{ТР}} \quad (6.1)$$

Потеря напряжения в трансформаторе при известных сопротивлениях обмоток R_T и X_T определяется по выражению

$$\Delta U_{\text{ТР}} = \frac{P_1' \cdot R_T + Q_1' \cdot X_T}{U_1} \quad (6.2)$$

где P_1', Q_1' – активная и реактивная мощности нагрузки, приведенные к первичной обмотке.

Потеря напряжения $\Delta U_{\text{ТР}\%}$, может быть определена по паспортным данным трансформатора:

$$\Delta U_{\text{ТР}\%} = U_A \cdot \cos \varphi + U_P \cdot \sin \varphi \cdot K_3 \quad (6.3)$$

где U_A, U_P — активная и реактивная составляющие падения напряжения в трансформаторе в процентах от номинального напряжения; K_3 — коэффициент загрузки; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности нагрузки.

Величина U_A численно равна процентной величине потерь короткого замыкания:

$$U_A = \frac{\Delta P_K}{S_H} \cdot 100\% \quad (6.4)$$

В свою очередь U_P можно принять равной напряжению короткого замыкания.

$$U_P = U_K \quad (6.5)$$

Абсолютная величина потерь напряжения в трансформаторе, отнесенная к номинальному напряжению первичной обмотки, составит

$$\Delta U_{\text{ТР}} = \frac{\Delta U_{\text{ТР}\%} \cdot U_{\text{ВН}}}{100} \quad (6.6)$$

Зная приведенное к высокой стороне напряжение на шинах низшего напряжения трансформатора U_2' , можно определить необходимое напряжение регулировочного ответвления:

$$U_{\text{ВЖ}} = U_1 - \Delta U_{\text{ТР}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{2\text{Ж}}} \quad (6.7)$$

где $U_{\text{НН}}$ — номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора; $U_{2\text{Ж}}$ — напряжение, которое необходимо поддерживать на шинах низшего напряжения в различных режимах работы сети ($1,05 \cdot U_{\text{Н.СЕТИ}}$ — в режиме наибольшей нагрузки и в послеаварийных режимах; $1,0 \cdot U_{\text{Н.СЕТИ}}$ — в режиме наименьшей нагрузки).

В соответствии с расчетным значением $U_{\text{ВЖ}}$ необходимо выбрать номинальное напряжение ближайшего регулировочного ответвления $U_{\text{ОТ}}$. Делается это следующим образом:

1) Определяется абсолютное значение ступени регулирования в кВ:

$$\Delta U_{\text{СТ}} = \frac{\Delta U_{\text{СТ}\%} \cdot U_{\text{ВН}}}{100} \quad (6.8)$$

где $\Delta U_{\text{СТ}\%}$ — степень регулирования, %;

2) Рассчитывается необходимое количество ступеней регулирования

$$n = \frac{U_{\text{ВЖ}} - U_{\text{ВН}}}{\Delta U_{\text{СТ}}} \quad (6.9)$$

3) определяют номинальное напряжение выбранного ответвления

$$U_{\text{ОТ}} = U_{\text{ВН}} \pm n \cdot \Delta U_{\text{СТ}} \quad (6.10)$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения составит

$$U_{2\text{Д}} = U_1 - \Delta U_{\text{ТР}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ОТ}}} \quad (6.11)$$

В случае использования трансформатора с РПН имеется возможность изменять регулировочные ответвления без его отключения. Поэтому следует определять напряжение ответвления отдельно для режимов наибольшей и наименьшей нагрузок: $U_{\text{ОТ.max}}$ и $U_{\text{ОТ.min}}$.

При использовании трансформаторов с ПБВ регулировочное ответвление при рассчитываемых режимах работы не меняется. Поэтому оно выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить наименьшее отклонение напряжения на шинах подстанций в различных режимах работы сети. Для этого необходимо определить желаемые напряжения ответвлений для режимов наибольших и наименьших нагрузок и по среднему значению этих двух величин:

$$U_{\text{СРВЖ}} = \frac{U_{\text{ВЖ.max}} + U_{\text{ВЖ.min}}}{2} \quad (6.12)$$

В соответствии с выражениями (6.8) ÷ (6.10) находится стандартное регулировочное ответвление трансформатора, ближайшее к расчетному.

В случае применения трехобмоточных трансформаторов регулирование под нагрузкой можно выполнять только со стороны высшего напряжения, а обмотка среднего напряжения содержит ответвления, переключаемые со снятием нагрузки. Сначала по выражениям (6.7) ÷ (6.10) выбираются ответвления со стороны высшего напряжения. Трансформатор при этом рассматривается как двухобмоточный с обмотками высшего и низшего напряжений. При этом потеря напряжения в трансформаторе определяется по выражению

$$\Delta U_{\text{Т.В-Н}} = \Delta U_{\text{ВН}} + \Delta U_{\text{НН}} \quad (6.13)$$

где $\Delta U_{\text{ВН}}$ и $\Delta U_{\text{НН}}$ – потери напряжения в обмотках высшего и низшего напряжений, которые могут быть определены по формулам (6.2) ÷ (6.3).

Затем вычисляется одно желаемое напряжение ответвления со стороны обмотки среднего напряжения:

$$U_{\text{СЖ}} = \frac{U_{\text{С}} \cdot (U_{\text{ОТ.max}} + U_{\text{ОТ.min}})}{U_{\text{С'.max}} + U_{\text{С'.min}}} \quad (6.14)$$

где $U_{\text{ОТ.max}}$, $U_{\text{ОТ.min}}$ – выбранные напряжения ответвлений на высшей стороне в максимальном и минимальном режимах; $U_{\text{С'.max}}$, $U_{\text{С'.min}}$ – напряжения на шинах среднего напряжения в максимальном и минимальном режимах, приведенные к высшей стороне; $U_{\text{С}}$ – желаемый уровень напряжения на шинах среднего напряжения.

При этом:

$$U_{\text{С'}} = U_1 - (\Delta U_{\text{ВН}} + \Delta U_{\text{СН}}) \quad (6.15)$$

где U_1 – напряжение, подводимое к первичной обмотке трехобмоточного трансформатора; $\Delta U_{\text{ВН}}$, $\Delta U_{\text{СН}}$ – потеря напряжения в обмотках высшего и среднего напряжений.

Полученное расчетное желаемое напряжение $U_{\text{СЖ}}$ используется для подбора стандартного ответвления с напряжением $U_{\text{СОТ}}$. Тогда действительные напряжения на шинах среднего напряжения в максимальном и минимальном режимах будут равны:

$$U_{\text{СД.max}} = \frac{U_{\text{С'.max}}}{U_{\text{ОТ.max}}} \cdot U_{\text{СОТ}} \quad (6.16)$$

$$U_{\text{СД.min}} = \frac{U_{\text{С'.min}}}{U_{\text{ОТ.min}}} \cdot U_{\text{СОТ}} \quad (6.17)$$

Результаты расчетов по выбору ответвлений на трансформаторах подстанций удобно представить в табличном виде (табл. 6.1).

Таблица 6.1 - Регулировочные ответвления трансформаторов с РПН

№ п/ст	Режим работы сети								
	Максимальный			Минимальный			Послеаварийный		
	Выбранное ответвление		Действительное напряжение	Выбранное ответвление		Действительное напряжение	Выбранное ответвление		Действительное напряжение
	п	$U_{\text{ОТ}}$	$U_{2\text{Д}}$	п	$U_{\text{ОТ}}$	$U_{2\text{Д}}$	п	$U_{\text{ОТ}}$	$U_{2\text{Д}}$

Пример выбора регулировочных ответвлений трансформаторов представлен в приложении 7 после электрического расчета режима.

Если использование трансформаторов с РПН не обеспечивает требуемое напряжение во всех режимах хотя бы на одной подстанции, то необходимо рассмотреть целесообразность применения других средств регулирования напряжения.

10. ПЕРЕЧЕНЬ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ

- ОС Windows 7 Professional
- Microsoft Office 2007 Russian Academic OPEN No Level
- Антивирусное программное обеспечение Kaspersky Security.
- Исследование режимов работы электрической сети (Vector 6.9 v.1.00)

11. ОПИСАНИЕ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ

<i>Вид занятия (Лк, ЛР, ПЗ, КП, СР)</i>	<i>Наименование аудитории</i>	<i>Перечень основного оборудования</i>	<i>№ ЛР или ПЗ</i>
1	2	3	4
Лк	Лаборатория электрических сетей и систем	Плакаты, доска.	
ЛР	Лаборатория электрических сетей и систем	Аппаратно-программный комплекс «VECTOR-69»; Принтер лазерный HP LaserJet 1200; Монитор TFT 17" LG; Системный блок P4-640; Системный блок Celeron 2,66	ЛР№ 1-6
ПЗ	Лаборатория электрических сетей и систем	Принтер лазерный HP LaserJet 1200; Монитор TFT 17" LG; Системный блок P4-640; Системный блок Celeron 2,66	№ 1-13
КП	Лаборатория электрических сетей и систем	Принтер лазерный HP LaserJet 1200; Монитор TFT 17" LG; Системный блок P4-640; Системный блок Celeron 2,66	
СР	Читальный зал №3	Оборудование 15- CPU 5000/RAM 2Gb/HDD (Монитор TFT 19 LG 1953S-SF);принтер HP LaserJet P3005	

**ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

1. Описание фонда оценочных средств (паспорт)

№ компетенции	Элемент компетенции	Раздел	Тема	ФОС
1	2	3	4	5
ОПК-3	способность использовать методы анализа и моделирования электрических цепей	8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах	8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки 8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа 8.3. Расчетные нагрузки подстанций 8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций 8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями 8.6. Расчет кольцевой сети 8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов 8.8. Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей 8.9. Метод узловых напряжений 8.10. Метод преобразования сети	Вопросы к экзамену (8.1-8.10)
ПК-1	способность участвовать в планировании, подготовке и выполнении типовых экспериментальных исследований по заданной методике	6. Электрические нагрузки узлов электрических сетей	6.1. Графики электрических нагрузок, основные показатели графиков электрических нагрузок 6.2. Время использования максимальных нагрузок 6.3. Время максимальных потерь 6.4. Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП 6.5. Методы графического интегрирования, среднеквадратичного тока и времени максимальных потерь 6.6. Потери мощности на корону 6.7. Потери мощности при равномерно распределенной нагрузке 6.8. Расчет потерь мощности и энергии в двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторах 6.9. Задание нагрузок и генераторов при расчете установившихся режимов 6.10. Статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте	Вопросы к экзамену (6.1-6.10)
		7. Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов	7.1. Расчет параметров элементов схемы замещения линии электропередачи. 7.2. Расщепление фазных проводов 7.3. Транспозиция проводов 7.4. Параметры двухобмоточного трансформатора	Вопросы к экзамену (7.1-7.9)

			<p>7.5. Параметры трехобмоточного трансформатора</p> <p>7.6. Автотрансформатор в электрических сетях</p> <p>7.7. Векторная диаграмма напряжений и токов ЛЭП</p> <p>7.8. Падение и потеря напряжения</p> <p>7.9. Векторная диаграмма линии с несколькими нагрузками</p>	
		<p>8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах</p>	<p>8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки</p> <p>8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа</p> <p>8.3. Расчетные нагрузки подстанций</p> <p>8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций</p> <p>8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями</p> <p>8.6. Расчет кольцевой сети</p> <p>8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов</p> <p>8.8. Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей</p> <p>8.9. Метод узловых напряжений</p> <p>8.10. Метод преобразования сети</p>	<p>Вопросы к экзамену (8.1-8.10)</p>
		<p>9. Качество электроэнергии в электрических сетях</p>	<p>9.1. Основные показатели качества электроэнергии</p> <p>9.2. Влияние пониженного качества электроэнергии на работу электроприёмников</p> <p>9.3. Несимметрия в электрических сетях и способы ее снижения</p> <p>9.4. Несинусоидальность в электрических сетях</p> <p>9.5. Средства компенсации высших гармоник</p> <p>9.6. Колебания напряжения и мероприятия по их снижению</p>	<p>Вопросы к экзамену (9.1-9.6)</p>
		<p>10. Регулирование напряжения в электроэнергетической системе</p>	<p>10.1. Встречное регулирование напряжения</p> <p>10.2. Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов</p> <p>10.3. Трансформаторы с ПБВ и с РПН</p> <p>10.4. Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов</p> <p>10.5. Регулирование напряжения на электростанциях</p> <p>10.6. Компенсация реактивной мощности</p> <p>10.7. Устройства регулирования реактивной мощности</p> <p>10.8. Продольная компенсация сопротивления линии</p> <p>10.9. Сравнение способов</p>	<p>Вопросы к экзамену (10.1-10.9)</p>

			регулирования напряжения	
ПК-2	способность обрабатывать результаты экспериментов	6. Электрические нагрузки узлов электрических сетей	<p>6.1. Графики электрических нагрузок, основные показатели графиков электрических нагрузок</p> <p>6.2. Время использования максимальных нагрузок</p> <p>6.3. Время максимальных потерь</p> <p>6.4. Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП</p> <p>6.5. Методы графического интегрирования, среднеквадратичного тока и времени максимальных потерь</p> <p>6.6. Потери мощности на корону</p> <p>6.7. Потери мощности при равномерно распределенной нагрузке</p> <p>6.8. Расчет потерь мощности и энергии в двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторах</p> <p>6.9. Задание нагрузок и генераторов при расчете установившихся режимов</p> <p>6.10. Статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте</p>	Вопросы к экзамену (6.1-6.10)
		7. Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов	<p>7.1. Расчет параметров элементов схемы замещения линии электропередачи.</p> <p>7.2. Расщепление фазных проводов</p> <p>7.3. Транспозиция проводов</p> <p>7.4. Параметры двухобмоточного трансформатора</p> <p>7.5. Параметры трехобмоточного трансформатора</p> <p>7.6. Автотрансформатор в электрических сетях</p> <p>7.7. Векторная диаграмма напряжений и токов ЛЭП</p> <p>7.8. Падение и потеря напряжения</p> <p>7.9. Векторная диаграмма линии с несколькими нагрузками</p>	Вопросы к экзамену (7.1-7.9)
		8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах	<p>8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки</p> <p>8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа</p> <p>8.3. Расчетные нагрузки подстанций</p> <p>8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций</p> <p>8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями</p> <p>8.6. Расчет кольцевой сети</p> <p>8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов</p> <p>8.8. Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей</p> <p>8.9. Метод узловых напряжений</p> <p>8.10. Метод преобразования сети</p>	Вопросы к экзамену (8.1-8.10)
		9. Качество электроэнергии в	<p>9.1. Основные показатели качества электроэнергии</p>	Вопросы к

		электрических сетях	<p>9.2. Влияние пониженного качества электроэнергии на работу электроприёмников</p> <p>9.3. Несимметрия в электрических сетях и способы ее снижения</p> <p>9.4. Несинусоидальность в электрических сетях</p> <p>9.5. Средства компенсации высших гармоник</p> <p>9.6. Колебания напряжения и мероприятия по их снижению</p>	экзамену (9.1-9.6)
		<p>10. Регулирование напряжения в электроэнергетической системе</p>	<p>10.1. Встречное регулирование напряжения</p> <p>10.2. Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов</p> <p>10.3. Трансформаторы с ПБВ и с РПН</p> <p>10.4. Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов</p> <p>10.5. Регулирование напряжения на электростанциях</p> <p>10.6. Компенсация реактивной мощности</p> <p>10.7. Устройства регулирования реактивной мощности</p> <p>10.8. Продольная компенсация сопротивления линии</p> <p>10.9. Сравнение способов регулирования напряжения</p>	Вопросы к экзамену (10.1-10.9)
ПК-3	<p>способность принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования</p>	<p>1. Общие сведения об электроэнергетических системах</p>	<p>1.1. Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии</p> <p>1.2. Условное обозначение основных элементов сети</p> <p>1.3. Назначение, классификация и номинальные напряжения электрических сетей</p>	Вопросы к экзамену (1.1-1.3)
		<p>2. Линии электропередачи переменного и постоянного тока</p>	<p>2.1. Особенности линий электропередачи переменного и постоянного тока</p> <p>2.2. Сравнение способов передачи электроэнергии на постоянном и переменном токе</p>	Вопросы к экзамену (2.1-2.2)
		<p>3. Понижающие и преобразовательные подстанции</p>	<p>3.1. Классификация и назначение подстанций</p> <p>3.2. Понижающие и повышающие подстанции</p> <p>3.3. Преобразовательные подстанции</p> <p>3.4. Способы присоединения подстанций к сети</p> <p>3.5. Схемы электрических соединений подстанций</p>	Вопросы к экзамену (3.1-3.5)
		<p>4. Характеристики оборудования линий и подстанций</p>	<p>4.1. Типы опор воздушных линий электропередачи, провода и тросы, линейная арматура</p> <p>4.2. Типы трансформаторов, назначение, классификация:</p>	Вопросы к экзамену (4.1-4.2)

			двухобмоточные, трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы	
		5. Типы конфигураций электрических сетей	5.1. Магистральные и радиальные сети, разомкнутые и замкнутые сети 5.2. Режимы работы нейтрали электрических сетей	Вопросы к экзамену (5.1-5.2)
<i>ПК-4</i>	способность проводить обоснование проектных решений	2. Линии электропередачи переменного и постоянного тока	2.1. Особенности линий электропередачи переменного и постоянного тока 2.2. Сравнение способов передачи электроэнергии на постоянном и переменном токе	Вопросы к экзамену (2.1-2.2)
		3. Понижающие и преобразовательные подстанции	3.1. Классификация и назначение подстанций 3.2. Понижающие и повышающие подстанции 3.3. Преобразовательные подстанции 3.4. Способы присоединения подстанций к сети 3.5. Схемы электрических соединений подстанций	Вопросы к экзамену (3.1-3.5)
		4. Характеристики оборудования линий и подстанций	4.1. Типы опор воздушных линий электропередачи, провода и тросы, линейная арматура 4.2. Типы трансформаторов, назначение, классификация: двухобмоточные, трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы	Вопросы к экзамену (4.1-4.2)
		5. Типы конфигураций электрических сетей	5.1. Магистральные и радиальные сети, разомкнутые и замкнутые сети 5.2. Режимы работы нейтрали электрических сетей	Вопросы к экзамену (5.1-5.2)
		8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах	8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки 8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа 8.3. Расчетные нагрузки подстанций 8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций 8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями 8.6. Расчет кольцевой сети 8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов 8.8. Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей 8.9. Метод узловых напряжений 8.10. Метод преобразования сети	Вопросы к экзамену (8.1-8.10)
		9. Качество электроэнергии в электрических сетях	9.1. Основные показатели качества электроэнергии 9.2. Влияние пониженного качества электроэнергии на работу электроприёмников 9.3. Несимметрия в электрических сетях и способы ее снижения	Вопросы к экзамену (9.1-9.6)

			<p>9.4. Несинусоидальность в электрических сетях</p> <p>9.5. Средства компенсации высших гармоник</p> <p>9.6. Колебания напряжения и мероприятия по их снижению</p>	
		<p>10. Регулирование напряжения в электроэнергетической системе</p>	<p>10.1. Встречное регулирование напряжения</p> <p>10.2. Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов</p> <p>10.3. Трансформаторы с ПБВ и с РПН</p> <p>10.4. Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов</p> <p>10.5. Регулирование напряжения на электростанциях</p> <p>10.6. Компенсация реактивной мощности</p> <p>10.7. Устройства регулирования реактивной мощности</p> <p>10.8. Продольная компенсация сопротивления линии</p> <p>10.9. Сравнение способов регулирования напряжения</p>	<p>Вопросы к экзамену (10.1-10.9)</p>
ПК-5	<p>готовность определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности</p>	<p>2. Линии электропередачи переменного и постоянного тока</p>	<p>2.1. Особенности линий электропередачи переменного и постоянного тока</p> <p>2.2. Сравнение способов передачи электроэнергии на постоянном и переменном токе</p>	<p>Вопросы к экзамену (2.1-2.2)</p>
		<p>3. Понижающие и преобразовательные подстанции</p>	<p>3.1. Классификация и назначение подстанций</p> <p>3.2. Понижающие и повышающие подстанции</p> <p>3.3. Преобразовательные подстанции</p> <p>3.4. Способы присоединения подстанций к сети</p> <p>3.5. Схемы электрических соединений подстанций</p>	<p>Вопросы к экзамену (3.1-3.5)</p>
		<p>4. Характеристики оборудования линий и подстанций</p>	<p>4.1. Типы опор воздушных линий электропередачи, провода и тросы, линейная арматура</p> <p>4.2. Типы трансформаторов, назначение, классификация: двухобмоточные, трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы</p>	<p>Вопросы к экзамену (4.1-4.2)</p>
		<p>5. Типы конфигураций электрических сетей</p>	<p>5.1. Магистральные и радиальные сети, разомкнутые и замкнутые сети</p> <p>5.2. Режимы работы нейтрали электрических сетей</p>	<p>Вопросы к экзамену (5.1-5.2)</p>
		<p>6. Электрические нагрузки узлов электрических сетей</p>	<p>6.1. Графики электрических нагрузок, основные показатели графиков электрических нагрузок</p> <p>6.2. Время использования максимальных нагрузок</p> <p>6.3. Время максимальных потерь</p>	<p>Вопросы к экзамену (6.1-6.10)</p>

			<p>6.4. Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП</p> <p>6.5. Методы графического интегрирования, среднеквадратичного тока и времени максимальных потерь</p> <p>6.6. Потери мощности на корону</p> <p>6.7. Потери мощности при равномерно распределенной нагрузке</p> <p>6.8. Расчет потерь мощности и энергии в двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторах</p> <p>6.9. Задание нагрузок и генераторов при расчете установившихся режимов</p> <p>6.10. Статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте</p>	
		<p>8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах</p>	<p>8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки</p> <p>8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа</p> <p>8.3. Расчетные нагрузки подстанций</p> <p>8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций</p> <p>8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями</p> <p>8.6. Расчет кольцевой сети</p> <p>8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов</p> <p>8.8. Расчет замкнутых сетей методом контурных мощностей</p> <p>8.9. Метод узловых напряжений</p> <p>8.10. Метод преобразования сети</p>	<p>Вопросы к экзамену (8.1-8.10)</p>
		<p>10. Регулирование напряжения в электроэнергетической системе</p>	<p>10.1. Встречное регулирование напряжения</p> <p>10.2. Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов</p> <p>10.3. Трансформаторы с ПБВ и с РПН</p> <p>10.4. Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов</p> <p>10.5. Регулирование напряжения на электростанциях</p> <p>10.6. Компенсация реактивной мощности</p> <p>10.7. Устройства регулирования реактивной мощности</p> <p>10.8. Продольная компенсация сопротивления линии</p> <p>10.9. Сравнение способов регулирования напряжения</p>	<p>Вопросы к экзамену (10.1-10.9)</p>
ПК-6	<p>способность рассчитывать режимы работы объектов профессиональной</p>	<p>8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и</p>	<p>8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки</p> <p>8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа</p> <p>8.3. Расчетные нагрузки подстанций</p>	<p>Вопросы к экзамену (8.1-8.10)</p>

	деятельности	послеаварийных режимах	8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций 8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями 8.6. Расчет кольцевой сети 8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов 8.8. Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей 8.9. Метод узловых напряжений 8.10. Метод преобразования сети	
--	--------------	------------------------	--	--

2. Экзаменационные вопросы для заочной формы обучения

№ п/п	Компетенции		ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ	№ и наименование раздела
	Код	Определение		
1	2	3	4	5
1.	ОПК-3	способность использовать методы анализа и моделирования электрических цепей	8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки 8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа 8.3. Расчетные нагрузки подстанций 8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций 8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями 8.6. Расчет кольцевой сети 8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов 8.8. Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей 8.9. Метод узловых напряжений 8.10. Метод преобразования сети	8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах
2.	ПК-1	способность участвовать в планировании, подготовке и выполнении типовых экспериментальных исследований по заданной методике	6.1. Графики электрических нагрузок, основные показатели графиков электрических нагрузок 6.2. Время использования максимальных нагрузок 6.3. Время максимальных потерь 6.4. Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП 6.5. Методы графического интегрирования, среднеквадратичного тока и времени максимальных потерь 6.6. Потери мощности на корону 6.7. Потери мощности при равномерно распределенной нагрузке 6.8. Расчет потерь мощности и энергии в двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторах 6.9. Задание нагрузок и генераторов при расчете установившихся режимов 6.10. Статические характеристики	6. Электрические нагрузки узлов электрических сетей

			нагрузок по напряжению и частоте	
			<p>7.1. Расчет параметров элементов схемы замещения линии электропередачи.</p> <p>7.2. Расщепление фазных проводов</p> <p>7.3. Транспозиция проводов</p> <p>7.4. Параметры двухобмоточного трансформатора</p> <p>7.5. Параметры трехобмоточного трансформатора</p> <p>7.6. Автотрансформатор в электрических сетях</p> <p>7.7. Векторная диаграмма напряжений и токов ЛЭП</p> <p>7.8. Падение и потеря напряжения</p> <p>7.9. Векторная диаграмма линии с несколькими нагрузками</p>	<p>7. Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов</p>
			<p>8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки</p> <p>8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа</p> <p>8.3. Расчетные нагрузки подстанций</p> <p>8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций</p> <p>8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями</p> <p>8.6. Расчет кольцевой сети</p> <p>8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов</p> <p>8.8. Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей</p> <p>8.9. Метод узловых напряжений</p> <p>8.10. Метод преобразования сети</p>	<p>8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах</p>
			<p>9.1. Основные показатели качества электроэнергии</p> <p>9.2. Влияние пониженного качества электроэнергии на работу электроприёмников</p> <p>9.3. Несимметрия в электрических сетях и способы ее снижения</p> <p>9.4. Несинусоидальность в электрических сетях</p> <p>9.5. Средства компенсации высших гармоник</p> <p>9.6. Колебания напряжения и мероприятия по их снижению</p>	<p>9. Качество электроэнергии в электрических сетях</p>
			<p>10.1. Встречное регулирование напряжения</p> <p>10.2. Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов</p> <p>10.3. Трансформаторы с ПБВ и с РПН</p> <p>10.4. Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов</p> <p>10.5. Регулирование напряжения на электростанциях</p> <p>10.6. Компенсация реактивной</p>	<p>10. Регулирование напряжения в электроэнергетической системе</p>

			<p>мощности</p> <p>10.7. Устройства регулирования реактивной мощности</p> <p>10.8. Продольная компенсация сопротивления линии</p> <p>10.9. Сравнение способов регулирования напряжения</p>	
3.	ПК-2	способность обрабатывать результаты экспериментов	<p>6.1. Графики электрических нагрузок, основные показатели графиков электрических нагрузок</p> <p>6.2. Время использования максимальных нагрузок</p> <p>6.3. Время максимальных потерь</p> <p>6.4. Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП</p> <p>6.5. Методы графического интегрирования, среднеквадратичного тока и времени максимальных потерь</p> <p>6.6. Потери мощности на корону</p> <p>6.7. Потери мощности при равномерно распределенной нагрузке</p> <p>6.8. Расчет потерь мощности и энергии в двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторах</p> <p>6.9. Задание нагрузок и генераторов при расчете установившихся режимов</p> <p>6.10. Статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте</p>	<p>6. Электрические нагрузки узлов электрических сетей</p>
			<p>7.1. Расчет параметров элементов схемы замещения линии электропередачи.</p> <p>7.2. Расщепление фазных проводов</p> <p>7.3. Транспозиция проводов</p> <p>7.4. Параметры двухобмоточного трансформатора</p> <p>7.5. Параметры трехобмоточного трансформатора</p> <p>7.6. Автотрансформатор в электрических сетях</p> <p>7.7. Векторная диаграмма напряжений и токов ЛЭП</p> <p>7.8. Падение и потеря напряжения</p> <p>7.9. Векторная диаграмма линии с несколькими нагрузками</p>	<p>7. Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов</p>

			<p>8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки</p> <p>8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа</p> <p>8.3. Расчетные нагрузки подстанций</p> <p>8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций</p> <p>8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями</p> <p>8.6. Расчет кольцевой сети</p> <p>8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов</p> <p>8.8. Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей</p> <p>8.9. Метод узловых напряжений</p> <p>8.10. Метод преобразования сети</p>	<p>8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах</p>
			<p>9.1. Основные показатели качества электроэнергии</p> <p>9.2. Влияние пониженного качества электроэнергии на работу электроприёмников</p> <p>9.3. Несимметрия в электрических сетях и способы ее снижения</p> <p>9.4. Несинусоидальность в электрических сетях</p> <p>9.5. Средства компенсации высших гармоник</p> <p>9.6. Колебания напряжения и мероприятия по их снижению</p>	<p>9. Качество электроэнергии в электрических сетях</p>
			<p>10.1. Встречное регулирование напряжения</p> <p>10.2. Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов</p> <p>10.3. Трансформаторы с ПБВ и с РПН</p> <p>10.4. Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов</p> <p>10.5. Регулирование напряжения на электростанциях</p> <p>10.6. Компенсация реактивной мощности</p> <p>10.7. Устройства регулирования реактивной мощности</p> <p>10.8. Продольная компенсация сопротивления линии</p> <p>10.9. Сравнение способов регулирования напряжения</p>	<p>10. Регулирование напряжения в электроэнергетической системе</p>
4.	ПК-3	<p>способность принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и</p>	<p>1.1. Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии</p> <p>1.2. Условное обозначение основных элементов сети</p> <p>1.3. Назначение, классификация и номинальные напряжения электрических сетей</p>	<p>1. Общие сведения об электроэнергетических системах</p>
			<p>2.1. Особенности линий</p>	<p>2. Линии</p>

		нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования	<p>электропередачи переменного и постоянного тока</p> <p>2.2. Сравнение способов передачи электроэнергии на постоянном и переменном токе</p> <p>3.1. Классификация и назначение подстанций</p> <p>3.2. Понижающие и повышающие подстанции</p> <p>3.3. Преобразовательные подстанции</p> <p>3.4. Способы присоединения подстанций к сети</p> <p>3.5. Схемы электрических соединений подстанций</p> <p>4.1. Типы опор воздушных линий электропередачи, провода и тросы, линейная арматура</p> <p>4.2. Типы трансформаторов, назначение, классификация: двухобмоточные, трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы</p> <p>5.1. Магистральные и радиальные сети, разомкнутые и замкнутые сети</p> <p>5.2. Режимы работы нейтрали электрических сетей</p>	<p>электропередачи переменного и постоянного тока</p> <p>3. Понижающие и преобразовательные подстанции</p> <p>4. Характеристики оборудования линий и подстанций</p> <p>5. Типы конфигураций электрических сетей</p>
5.	ПК-4	способность проводить обоснование проектных решений	<p>2.1. Особенности линий электропередачи переменного и постоянного тока</p> <p>2.2. Сравнение способов передачи электроэнергии на постоянном и переменном токе</p> <p>3.1. Классификация и назначение подстанций</p> <p>3.2. Понижающие и повышающие подстанции</p> <p>3.3. Преобразовательные подстанции</p> <p>3.4. Способы присоединения подстанций к сети</p> <p>3.5. Схемы электрических соединений подстанций</p> <p>4.1. Типы опор воздушных линий электропередачи, провода и тросы, линейная арматура</p> <p>4.2. Типы трансформаторов, назначение, классификация: двухобмоточные, трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы</p> <p>5.1. Магистральные и радиальные сети, разомкнутые и замкнутые сети</p> <p>5.2. Режимы работы нейтрали электрических сетей</p>	<p>2. Линии электропередачи переменного и постоянного тока</p> <p>3. Понижающие и преобразовательные подстанции</p> <p>4. Характеристики оборудования линий и подстанций</p> <p>5. Типы конфигураций электрических сетей</p>

			<p>8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки</p> <p>8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа</p> <p>8.3. Расчетные нагрузки подстанций</p> <p>8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций</p> <p>8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями</p> <p>8.6. Расчет кольцевой сети</p> <p>8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов</p> <p>8.8. Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей</p> <p>8.9. Метод узловых напряжений</p> <p>8.10. Метод преобразования сети</p>	<p>8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах</p>
			<p>9.1. Основные показатели качества электроэнергии</p> <p>9.2. Влияние пониженного качества электроэнергии на работу электроприёмников</p> <p>9.3. Несимметрия в электрических сетях и способы ее снижения</p> <p>9.4. Несинусоидальность в электрических сетях</p> <p>9.5. Средства компенсации высших гармоник</p> <p>9.6. Колебания напряжения и мероприятия по их снижению</p>	<p>9. Качество электроэнергии в электрических сетях</p>
			<p>10.1. Встречное регулирование напряжения</p> <p>10.2. Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов</p> <p>10.3. Трансформаторы с ПБВ и с РПН</p> <p>10.4. Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов</p> <p>10.5. Регулирование напряжения на электростанциях</p> <p>10.6. Компенсация реактивной мощности</p> <p>10.7. Устройства регулирования реактивной мощности</p> <p>10.8. Продольная компенсация сопротивления линии</p> <p>10.9. Сравнение способов регулирования напряжения</p>	<p>10. Регулирование напряжения в электроэнергетической системе</p>
6.	<i>ПК-5</i>	готовность определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности	<p>2.1. Особенности линий электропередачи переменного и постоянного тока</p> <p>2.2. Сравнение способов передачи электроэнергии на постоянном и переменном токе</p>	<p>2. Линии электропередачи переменного и постоянного тока</p>
			<p>3.1. Классификация и назначение подстанций</p> <p>3.2. Понижающие и повышающие</p>	<p>3. Понижающие и преобразовательные подстанции</p>

		<p>подстанции</p> <p>3.3. Преобразовательные подстанции</p> <p>3.4. Способы присоединения подстанций к сети</p> <p>3.5. Схемы электрических соединений подстанций</p>	
		<p>4.1. Типы опор воздушных линий электропередачи, провода и тросы, линейная арматура</p> <p>4.2. Типы трансформаторов, назначение, классификация: двухобмоточные, трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы</p>	4. Характеристики оборудования линий и подстанций
		<p>5.1. Магистральные и радиальные сети, разомкнутые и замкнутые сети</p> <p>5.2. Режимы работы нейтрали электрических сетей</p>	5. Типы конфигураций электрических сетей
		<p>6.1. Графики электрических нагрузок, основные показатели графиков электрических нагрузок</p> <p>6.2. Время использования максимальных нагрузок</p> <p>6.3. Время максимальных потерь</p> <p>6.4. Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП</p> <p>6.5. Методы графического интегрирования, среднеквадратичного тока и времени максимальных потерь</p> <p>6.6. Потери мощности на корону</p> <p>6.7. Потери мощности при равномерно распределенной нагрузке</p> <p>6.8. Расчет потерь мощности и энергии в двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторах</p> <p>6.9. Задание нагрузок и генераторов при расчете установившихся режимов</p> <p>6.10. Статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте</p>	6. Электрические нагрузки узлов электрических сетей
		<p>8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки</p> <p>8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа</p> <p>8.3. Расчетные нагрузки подстанций</p> <p>8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций</p> <p>8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями</p> <p>8.6. Расчет кольцевой сети</p> <p>8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов</p> <p>8.8. Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей</p> <p>8.9. Метод узловых напряжений</p> <p>8.10. Метод преобразования сети</p>	8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах

			<p>10.1. Встречное регулирование напряжения</p> <p>10.2. Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов</p> <p>10.3. Трансформаторы с ПБВ и с РПН</p> <p>10.4. Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов</p> <p>10.5. Регулирование напряжения на электростанциях</p> <p>10.6. Компенсация реактивной мощности</p> <p>10.7. Устройства регулирования реактивной мощности</p> <p>10.8. Продольная компенсация сопротивления линии</p> <p>10.9. Сравнение способов регулирования напряжения</p>	<p>10. Регулирование напряжения в электроэнергетической системе</p>
7.	ПК-6	<p>способность рассчитывать режимы работы объектов профессиональной деятельности</p>	<p>8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки</p> <p>8.2. Расчет режима электрической сети в два этапа</p> <p>8.3. Расчетные нагрузки подстанций</p> <p>8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций</p> <p>8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями</p> <p>8.6. Расчет кольцевой сети</p> <p>8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов</p> <p>8.8. Расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей</p> <p>8.9. Метод узловых напряжений</p> <p>8.10. Метод преобразования сети</p>	<p>8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах</p>

3. Описание показателей и критериев оценивания компетенций

- для экзамена

Показатели	Оценка	Критерии
<p>Знать (ОПК-3)</p> <p>- методы анализа и моделирования электрических цепей; (ПК-1)</p> <p>- способы планирования, подготовки и выполнения типовых экспериментальных исследований по заданной методике; (ПК-2)</p> <p>- методы обработки результатов экспериментов; (ПК-3)</p> <p>- методы проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией с соблюдением различных технических, энергоэффективных и экологических требований; (ПК-4)</p> <p>- методы обоснования проектных решений; (ПК-5)</p> <p>- методы определения параметров оборудования объектов</p>	<p>отлично</p>	<p>Обучающийся глубоко и прочно усвоил программный материал и демонстрирует:</p> <p>- всестороннее знание программного материала;</p> <p>- умение правильного применения основных положений программного материала;</p> <p>- владеет всеми навыками, полученными в ходе изучения программного материала.</p>

<p>профессиональной деятельности; (ПК-6) - методы расчёта режимов работы объектов профессиональной деятельности;</p> <p>Уметь (ОПК-3) - использовать методы анализа и моделирования электрических цепей; (ПК-1) - выполнять планирование подготовку и проведение типовых экспериментальных исследований по заданной методике; (ПК-2) - выполнять обработку результатов экспериментов; (ПК-3) - выполнять проектирование объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией с соблюдением различных технических, энергоэффективных и экологических требований; (ПК-4) - выполнять обоснование проектных решений; (ПК-5) - определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности; (ПК-6) - рассчитывать режимы работы объектов профессиональной деятельности;</p>	хорошо	<p>Обучающийся демонстрирует: -недостаточно полное знание программного материала; - применение с несущественными ошибками основных положений программного материала.</p>
<p>Владеть (ОПК-3) - навыками использования методов анализа и моделирования электрических цепей; (ПК-1) - навыками планирования, подготовки и выполнения типовых экспериментальных исследований по заданной методике; (ПК-2) - навыками обработки результатов экспериментов; (ПК-3) - навыками проектирования объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией с соблюдением различных технических, энергоэффективных и экологических требований; (ПК-4) - навыками обоснования проектных решений; (ПК-5) - навыками определения параметров оборудования объектов профессиональной деятельности; (ПК-6) - навыками расчёта режимов работы объектов профессиональной деятельности.</p>	удовлетворительно	<p>Обучающийся демонстрирует частичное знание программного материала и допускает ошибки в ответе.</p>
<p>Владеть (ОПК-3) - навыками использования методов анализа и моделирования электрических цепей; (ПК-1) - навыками планирования, подготовки и выполнения типовых экспериментальных исследований по заданной методике; (ПК-2) - навыками обработки результатов экспериментов; (ПК-3) - навыками проектирования объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией с соблюдением различных технических, энергоэффективных и экологических требований; (ПК-4) - навыками обоснования проектных решений; (ПК-5) - навыками определения параметров оборудования объектов профессиональной деятельности; (ПК-6) - навыками расчёта режимов работы объектов профессиональной деятельности.</p>	неудовлетворительно	<p>Обучающийся допустил существенные ошибки при ответе на вопросы, на дополнительные вопросы давал неправильные ответы; все вышеуказанные разделы не усвоены.</p>

4. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и опыта деятельности

Дисциплина Электроэнергетические системы и сети направлена на ознакомление студентов с технико-экономическими основами проектирования электрических сетей, критериями и алгоритмами выбора оптимального варианта, основами расчета режима сложных электрических сетей, мероприятиями по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях, особыми режимами электрических сетей..

Изучение дисциплины Электроэнергетические системы и сети включает:

- лекции,
- практические занятия,
- лабораторные работы,
- курсовой проект,
- самостоятельную работу,
- экзамен.

В ходе освоения раздела 1 «Общие сведения об электроэнергетических системах» студенты должны уяснить:

- что такое электроэнергетические системы;
- какие элементы применяются при моделировании электроэнергетических систем;
- какие классы напряжения используются в отечественных электроэнергетических системах.

В ходе освоения раздела 2 «Линии электропередачи переменного и постоянного тока» студенты должны уяснить:

- особенности передачи энергии на переменном и постоянном токе;
- области применения электропередач переменного и постоянного тока;

В ходе освоения раздела 3 «Понижающие и преобразовательные подстанции» студенты должны уяснить:

- основные типы подстанций;
- структурная схема понижающих и преобразовательных подстанций и их назначение.

В ходе освоения раздела 4 «Характеристики оборудования линий и подстанций» студенты должны уяснить:

- основные типы оборудования линий и подстанций;
- классификация параметров основного силового оборудования линий и подстанций;

В ходе освоения раздела 5 «Типы конфигураций электрических сетей» студенты должны уяснить:

- основные типы конфигураций электрических сетей;
- достоинства и недостатки этих типов;

В ходе освоения раздела 6 «Электрические нагрузки узлов электрических сетей» студенты должны уяснить:

- методы моделирования генераторов и электрических нагрузок узлов электрической сети для расчёта электрических режимов;
- характеристики графиков электрических нагрузок и связанные с ними методы расчёта потерь мощности и энергии;

В ходе освоения раздела 7 «Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов» студенты должны уяснить:

- виды схем замещения, применяемых для расчёта электрических режимов;
- методы расчёта параметров схем замещения линий и трансформаторов.

В ходе освоения раздела 8 «Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах» студенты должны уяснить:

- основные методы расчёта электрических режимов электроэнергетических систем;
- способы моделирования нормальных и послеаварийных режимов.

В ходе освоения раздела 9 «Качество электроэнергии в электрических сетях» студенты должны уяснить:

- основные показатели качества электрической энергии;

- влияние качества электроэнергии на работу энергосистемы;
- способы повышения качества электроэнергии.

В ходе освоения раздела 10 «Регулирование напряжения в электроэнергетической системе» студенты должны уяснить:

- основные средства регулирования напряжения в электроэнергетической системе;
- цели и задачи регулирования напряжения;
- достоинства и недостатки различных способов регулирования напряжения.

В процессе изучения дисциплины рекомендуется особо обратить внимание на вопросы проектирования электрических сетей энергосистем.

При подготовке к зачету и экзамену рекомендуется особое внимание уделить следующим вопросам: структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии; условное обозначение основных элементов сети; назначение, классификация и номинальные напряжения электрических сетей; особенности линий электропередачи переменного и постоянного тока; сравнение способов передачи электроэнергии на постоянном и переменном токе; классификация и назначение подстанций; понижающие и повышающие подстанции; преобразовательные подстанции; способы присоединения подстанций к сети; схемы электрических соединений подстанций; типы опор воздушных линий электропередачи, провода и тросы, линейная арматура; типы трансформаторов, назначение, классификация: двухобмоточные, трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы; магистральные и радиальные сети, разомкнутые и замкнутые сети; режимы работы нейтрали электрических сетей; графики электрических нагрузок, основные показатели графиков электрических нагрузок; время использования максимальных нагрузок; время максимальных потерь; расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП; методы графического интегрирования, среднеквадратичного тока и времени максимальных потерь; потери мощности на корону; потери мощности при равномерно распределенной нагрузке; расчет потерь мощности и энергии в двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторах; задание нагрузок и генераторов при расчете установившихся режимов; статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте; расчет параметров элементов схемы замещения линии электропередачи; расщепление фазных проводов; транспозиция проводов; параметры двухобмоточного трансформатора; параметры трехобмоточного трансформатора; Автотрансформатор в электрических сетях; векторная диаграмма напряжений и токов ЛЭП; падение и потеря напряжения; векторная диаграмма линии с несколькими нагрузками; расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки; расчет режима электрической сети в два этапа; расчетные нагрузки подстанций; определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций; расчет сети с разными номинальными напряжениями; расчет кольцевой сети; расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов; расчёт замкнутых сетей методом контурных мощностей; метод узловых напряжений; метод преобразования сети; основные показатели качества электроэнергии; влияние пониженного качества электроэнергии на работу электроприёмников; несимметрия в электрических сетях и способы ее снижения; несинусоидальность в электрических сетях; средства компенсации высших гармоник; колебания напряжения и мероприятия по их снижению; встречное регулирование напряжения; регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов; трансформаторы с ПБВ и с РПН; выбор регулировочных ответвлений двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов; регулирование напряжения на электростанциях; компенсация реактивной мощности; устройства регулирования реактивной мощности; продольная компенсация сопротивления линии; сравнение способов регулирования напряжения.

В процессе проведения практических занятий и лабораторных работ происходит закрепление практических навыков исследования, моделирования и проектирования электроэнергетических систем электроснабжения.

Самостоятельную работу необходимо начинать с изучения теоретического материала по рекомендации преподавателя.

В процессе консультации с преподавателем необходимо выяснить все непонятные моменты.

Работа с литературой является важнейшим элементом в получении знаний по дисциплине. Прежде всего, необходимо воспользоваться списком рекомендуемой по данной дисциплине литературы.

АННОТАЦИЯ рабочей программы дисциплины

Электроэнергетические системы и сети

1. Цель и задачи дисциплины

Целью изучения дисциплины является:

Ознакомление студентов с технико-экономическими основами проектирования электрических сетей, критериями и алгоритмами выбора оптимального варианта, основами расчета режима сложных электрических сетей, мероприятиями по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях, особыми режимами электрических сетей.

Задачей изучения дисциплины являются:

Подготовка студентов к самостоятельной работе по проектированию и расчету режимов работы электрических сетей в условиях реального производства при работе в электрических сетях энергосистем..

2. Структура дисциплины

2.1 Общая трудоемкость дисциплины составляет 252 часа, 7 зачетных единиц.

2.2 Основные разделы дисциплины:

1. Общие сведения об электроэнергетических системах
2. Линии электропередачи переменного и постоянного тока
3. Понижающие и преобразовательные подстанции
4. Характеристики оборудования линий и подстанций
5. Типы конфигураций электрических сетей
6. Электрические нагрузки узлов электрических сетей
7. Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов
8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах
9. Качество электроэнергии в электрических сетях
10. Регулирование напряжения в электроэнергетической системе

3. Планируемые результаты обучения (перечень компетенций)

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

ОПК-3 - способность использовать методы анализа и моделирования электрических цепей

ПК-1 - способность участвовать в планировании, подготовке и выполнении типовых экспериментальных исследований по заданной методике

ПК-2 - способность обрабатывать результаты экспериментов

ПК-3 - способность принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования

ПК-4 - способность проводить обоснование проектных решений

ПК-5 - готовность определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности

ПК-6 - способность рассчитывать режимы работы объектов профессиональной деятельности

4. Вид промежуточной аттестации: экзамен, КП

*Протокол о дополнениях и изменениях в рабочей программе
на 20__-20__ учебный год*

1. В рабочую программу по дисциплине вносятся следующие дополнения:

2. В рабочую программу по дисциплине вносятся следующие изменения:

Протокол заседания кафедры № _____ от « ____ » _____ 20 ____ г.,
(разработчик)

Заведующий кафедрой _____
(подпись)

(Ф.И.О.)

Программа составлена в соответствии с

- федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника (уровень бакалавриата) от «3» сентября 2015 г. №955;

- учебным планом ФГБОУ ВО «БрГУ» для заочной формы обучения от «3» июля 2018г. №413

Программу составил:

Струмеляк А.В., доцент каф. ЭиЭ, к.т.н. _____

Рабочая программа рассмотрена и утверждена на заседании кафедры ЭиЭ

от «__» __декабря__ 2018 г., протокол №_____

Заведующий кафедрой ЭиЭ _____

Ю.Н.Булатов

СОГЛАСОВАНО:

Директор библиотеки _____

Т.Ф. Сотник

Рабочая программа одобрена методической комиссией факультета Энергетики и автоматике

от «__» __декабря__ 2018 г., протокол №_____

Председатель методической комиссии факультета _____

А.Д.Ульянов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник
учебно-методического управления _____

Г.П. Нежевец

Регистрационный №_____