

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
ДОНЕЦКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ  
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ДОНЕЦКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
**к выполнению курсового проекта по дисциплине**  
**«ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ»**

Донецк  
2022

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
ДОНЕЦКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ  
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ДОНЕЦКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

КАФЕДРА «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ»

### **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

к выполнению курсового проекта по дисциплине  
«Электрические системы и сети»

для обучающихся по направлению подготовки  
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
профили подготовки «бакалавриат» «Электроэнергетические системы и  
сети» и «Электрические станции» всех форм обучения

РАССМОТРЕНО  
на заседании кафедры  
электрических систем  
Протокол № 5 от 15.12.2021 г.

УТВЕРЖДЕНО  
на заседании учебно-издательского  
совета ДОННТУ  
Протокол № 1 от 26.01.2022 г.

Донецк  
2022

УДК 621.311(076)  
М54

**Составитель:**

Гришанов Сергей Александрович – старший преподаватель кафедры электрических систем ГОУВПО «ДОННТУ»

Ларина Инна Ивановна – кандидат технических наук, доцент кафедры электрических систем ГОУВПО «ДОННТУ»

**Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Электрические системы и сети» :** для обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профили подготовки «бакалавриат» «Электроэнергетические системы и сети» и «Электрические станции» всех форм обучения / ГОУВПО «ДОННТУ», Каф. электрических систем; сост. С. А. Гришанов, И. И. Ларина. – Донецк : ДОННТУ, 2022. – Систем. требования: Acrobat Reader. – Загл. с титул. экрана.

В методических указаниях изложены основные положения, перечень теоретических вопросов и методические указания к выполнению курсового проекта. Данные методические указания помогут студентам приобрести: знания в области расчета и анализа установившихся режимов работы электрических систем; навыки по принятию решения при внедрении тех или иных мероприятий по повышению эффективности (экономичности) функционирования электрических систем в рамках изучения дисциплины «Электрические системы и сети».

УДК 621.311(076)

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Задание на курсовой проект.....	8
1.1 Цель проекта и задачи.....	8
1.2 Исходные данные.....	10
2 Указания к выполнению.....	13
2.1 Оценка надежности электрической сети.....	13
2.2 Техничко-экономическое обоснование для выбора мероприятий по повышению экономичности работы электрической сети.....	18
2.3 Расчет установившихся режимов в электрической сети.....	23
2.3.1 Обоснование уровня напряжения на шинах источника питания.....	24
2.3.2 Расчет базового режима максимальных нагрузок.....	26
2.3.3 Расчет потерь электроэнергии в сети.....	27
2.3.4 Оценка допустимости режима.....	30
2.4 Разработка мероприятий по повышению экономичности работы электрической сети.....	32
2.4.1 Расчет исследуемых режимов вручную.....	33
2.4.2 Расчет устройств РПН трансформаторов подстанций вручную.....	34
2.4.3 Расчет исследуемых режимов с использованием программного обеспечения.....	36
2.4.4 Анализ ряда мероприятий по повышению эффективности функционирования замкнутых сетей.....	38
2.4.5 Расчет годовой экономии электроэнергии.....	40
3 Требования к оформлению курсового проекта.....	41
4 Оформление графического материала.....	42
Литература.....	44
Приложение А Исходные данные к курсовому проекту.....	45
Приложение Б Суточные графики нагрузок.....	54

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергия является наиболее универсальным видом энергии. Широкое применение электроэнергии во всех отраслях промышленности, в сельском хозяйстве, на транспорте и потребления в быту объясняются относительной простотой ее производства, передачи и распределения между потребителями и легкостью преобразования в другие виды энергии - тепловую, механическую, световую и т.д.

Энергетическая система состоит из электрических станций, электрических сетей и потребителей электроэнергии, соединенных между собой и связанных общим режимом в непрерывном процессе производства, распределения и потребления электрической энергии, при совместном управлении этим режимом [1-2].

Передача электроэнергии от источника к приемнику осуществляется по электрической сети, представляющей собой совокупность воздушных и кабельных линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций [1]. В случае, если приемник находится на небольшом расстоянии от источника питания, передачу и распределение электроэнергии между потребителями делают на напряжении, производимой генераторами станции, а если расстояние между потребителем и источником значительная, для экономичности передачу электроэнергии осуществляют при повышенном напряжении. С этой целью на выходе источника электроэнергии устанавливают трансформаторы, повышающие напряжение, а в местах потребления – трансформаторы подстанции, которые снижают напряжение; от этих подстанций распределяют электроэнергию между потребителями электроэнергии. На пути передачи электроэнергии обычно претерпевает несколько трансформаций.

Введение систем автоматизации и диспетчерского управления на современной цифровой технике в корне увеличивает надежность и качество процессов производства, передачи и распределения электроэнергии.

В результате оснащения энергообъектов энергосберегающими технологиями достигается существенный экономический эффект за счет оптимизации режимов производства, передачи и распределения энергии, предотвращения аварийных ситуаций и минимизация ущерба в случае их возникновения.

Однако, в действующих электрических сетях режимы работы и показатели их функционирования могут отличаться от проектных. Причины таких отклонений могут быть связаны [3]:

- с недостаточной для проектирования исходной информации об электрических нагрузках;

- изменением состава потребителей в узлах нагрузки в процессе эксплуатации;

- отступлением от проектных рекомендаций и др.

В связи с этим возникает необходимость в уточнении расчетных режимов существующей электрической сети для дальнейшего предложения и принятия к рассмотрению того или иного технического мероприятия по улучшению режима работы сети.

В соответствии с этим целью данного курсового проекта является анализ режимов работы предлагаемой электрической сети 110 кВ и разработка мероприятий по повышению эффективности ее функционирования.

Расчеты режимов относятся к числу задач, которые имеют большое значение при проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем [1]. Расчет установившегося режима электрической системы выступает неотъемлемой частью решаемой на каждой стадии процесса оптимизации режимов существующих электрических систем и их развития.

Основной целью расчета режима электрической сети является определение параметров режима напряжений в узлах, токов, мощностей на всех участках сети. Параметры режима сети в процессе ее эксплуатации постоянно меняются, так как имеют место резкие изменения нагрузки. Может меняться и сама схема сети вследствие отключения отдельных элементов.

Исходными данными для расчета служат схема электрических соединений сети, параметры ее элементов, нагрузки потребителей, значения напряжений источников питания. Выделяют следующие основные эксплуатационные режимы: режим максимальной нагрузки, режим минимальной нагрузки и режим максимальной нагрузки для послеаварийного состояния сети.

В тоже время для современных электрических систем (системообразующих, питающих и распределительных) обладающих в общем значительным количеством узлов и ветвей необходим универсальный механизм для расчета установившихся режимов. Без использования современного программного обеспечения невозможно качественно выполнить расчет режима, получить все необходимые параметры режима для анализа.

Важно иметь возможность выполнять расчеты установившихся режимов сложно-замкнутых сетей с использованием следующих компонентов и устройств:

- использование различных компенсирующих устройств;
- использование устройств типа РПН для регулирования напряжения у потребителей;



- использование современных элементов систем SmartGrid, которые уже достаточно распространены в западных электрических системах.

Поэтому становится очень важный вопрос о выборе такого программного обеспечения, которое позволило бы решать все вышеизложенные задачи.

Поэтому становится очень важный вопрос по совершенствованию программного обеспечения, которое используется на кафедре «Электрические системы» для решения этих задач. Важно иметь возможность выполнять расчеты установившихся режимов сложно-замкнутых сетей с устройствами, компенсируют реактивную мощность в сети, устройствами типа РПН, и современными элементами систем SmartGrid, которые уже достаточно распространены в западных электрических системах.

На кафедре «Электрические системы» существует разработанное программное обеспечение для расчета установившихся режимов в электрических системах UREGIM. Это программное обеспечение разработано под операционную систему MS DOS и не имеет графического интерфейса, но позволяет выполнять множество расчетов: нормальные, послеаварийные режимы, выбор ответвлений устройств РПН. Но нет таких необходимых подразделов в данном программном обеспечении, как расчеты сложно-замкнутых сетей, учет реакторов и другого вспомогательного оборудования, а также не предусмотрена возможность использования суточных графиков нагрузки. Поэтому для более глубокого изучения и более наглядного отображения результатов расчета можно использовать программно-технический комплекс DigSilent PowerFactory [4].

# 1 ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

## 1.1 Цель проекта и задачи

Целью работы является разработка мероприятий по повышению эффективности функционирования заданной электрической сети.

На первом этапе работы необходимо выполнить анализ особенностей потребителей, питающихся от шин низкого напряжения подстанции; оценить соответствие реализованных решений в электрической сети нормативным требованиям по обеспечению надежности электроснабжения потребителей заданной категории; наметить возможные мероприятия с учетом особенностей заданной электрической системы. Множества отдельных задач могут быть разбиты на отдельные группы по следующим признакам:

- анализ отдельных подсистем системы электроснабжения или отдельных элементов, например загрузка трансформаторов или наличие устройств компенсации реактивной мощности;
- анализ режимов работы электрической сети в целом.
- принадлежность подсистемы к уровню иерархической системы оперативного управления (подстанция, электрическая сеть, энергообъединение).

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить анализ суточных графиков потребителей.

1.1. Перейти от относительных к именованным единицам при представлении мощностей.

1.2. Определить для каждой подстанции времена наступления максимума и минимума потребляемой мощности, значения экстремумов (активная, реактивная, полная мощности)

1.3. Определить суточные графики для активной и реактивной, а на их основе и для полной мощности в целом по электрической сети.

1.4. Выделить на основе суточного графика полной мощности для электрической сети режим наибольших и наименьших нагрузок (время, значения мощностей), а затем определить нагрузки потребителей каждой подстанции в период характерных режимов электрической сети.

2. Выполнить анализ загрузки трансформаторов подстанций и при наличии перегруженных трансформаторов заменить их.

3. Оценить необходимость установки компенсирующих устройств и при необходимости установки выбрать их.

4. Разработать для персонала ЦДС (выше стоящего по иерархии оперативного управления по отношению к персоналу подстанции) условия



эффективного управления подстанцией. Оценить диапазон напряжения на шинах высшего напряжения подстанции, обеспечивающий с помощью имеющихся на подстанции средств регулирования обеспечить качество электроэнергии по напряжению; выяснить возможность отключения трансформатора подстанции для снижения потерь активной мощности в трансформаторах в режиме наименьших нагрузок для подстанции.

5. Оценить допустимость установившихся режимов электрической и их экономичность.

6. Разработать мероприятия по повышению экономичности работы сети. Указать к какой группе по условной классификации мероприятий по снижению потерь мощности и энергии относится разрабатываемое мероприятие и как может быть выполнена его эффективность. При возможности оценить эффективность мероприятия. Все мероприятия можно разделить на две группы [1-3]: организационные (мало-затратные) и технические (требующие больших капитальных вложений). Нужно оценить эффективность установки компенсирующих устройств, возможную замену трансформаторов, предложить мероприятия по устранению неоднородности замкнутой сети (размыкание в точке экономического потокораздела, установка УПК, замена проводов на однопроволочные сечения), отключение одного трансформатора в режиме минимальных нагрузок и др. мероприятия.

7. Также в работе (по заданию руководителя) возможны дополнительные задания:

7.1. Замена классических сталеалюминиевых проводов марки АС на более современные, к примеру, на энергосберегающий провод или на провода типа Aero-z, а также определение потерь мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах.

7.2. Вычисление потерь электроэнергии для текущего режима и режимов после реализации различных мероприятий по следующим методикам:

- по времени максимальных потерь, определенному через  $T_m$ ;
- с учетом изменения потребления активной и реактивной мощности;
- по действительным графикам изменения нагрузки.

7.3. Влияние на технико-экономические показатели сети:

- регулирования напряжения трансформаторами, посредством устройств типа РПН;
- регулирования напряжения с использованием КУ (типа БК и СТК);
- использование различных моделей нагрузки (к примеру статические характеристики мощности по активу и реактиву).

7.4. Подключение сети к источнику и управление режимом источника:

- коэффициентами трансформации;
- использование вольтодобавочных трансформаторов и линейных

регуляторов.

7.5. Использование современных устройств ограничения токов КЗ на подстанциях, питающих шахты, и оценка снижения потерь мощности и электроэнергии в нормальных режимах.

7.6. Влияние напряжения источников питания в сети с двухсторонним питанием (устранение уравнивающей мощности за счет изменения напряжения одного из источников питания).

8. Подготовка графического материала к курсовому проекту. Графический материал должен содержать результаты реализованных в работе решений и состоять из:

- принципиальной схемы участка сети;
- результатов расчета режима максимальных нагрузок для базового режима (направленный граф сети с указанием значений потоков мощностей в начале и конце участков, а также значения напряжений в узлах схемы);
- результатов оценки предложенных и реализованных мероприятий для данной сети.

## 1.2 Исходные данные

Исходными данными для выполнения работы являются:

- схемы электрических соединений для сетей напряжением 110 кВ (рис. 1.1 - нечетные номера вариантов задания; рис. 1.2 – четные номера вариантов заданий);
- данные по электрической сети напряжение 110 кВ (см. приложение А табл. А.1-А.3), в этих таблицах приведены максимально возможные нагрузки узлов потребления, категория надежности и характер промышленности у потребителей, информация о трансформаторах установленных на ПС, а также информация о линиях электропередач;
- типовые суточные графики активной и реактивной мощностей в % для потребителей различных отраслей народного хозяйства приведены в приложение Б табл. Б.1-Б2.

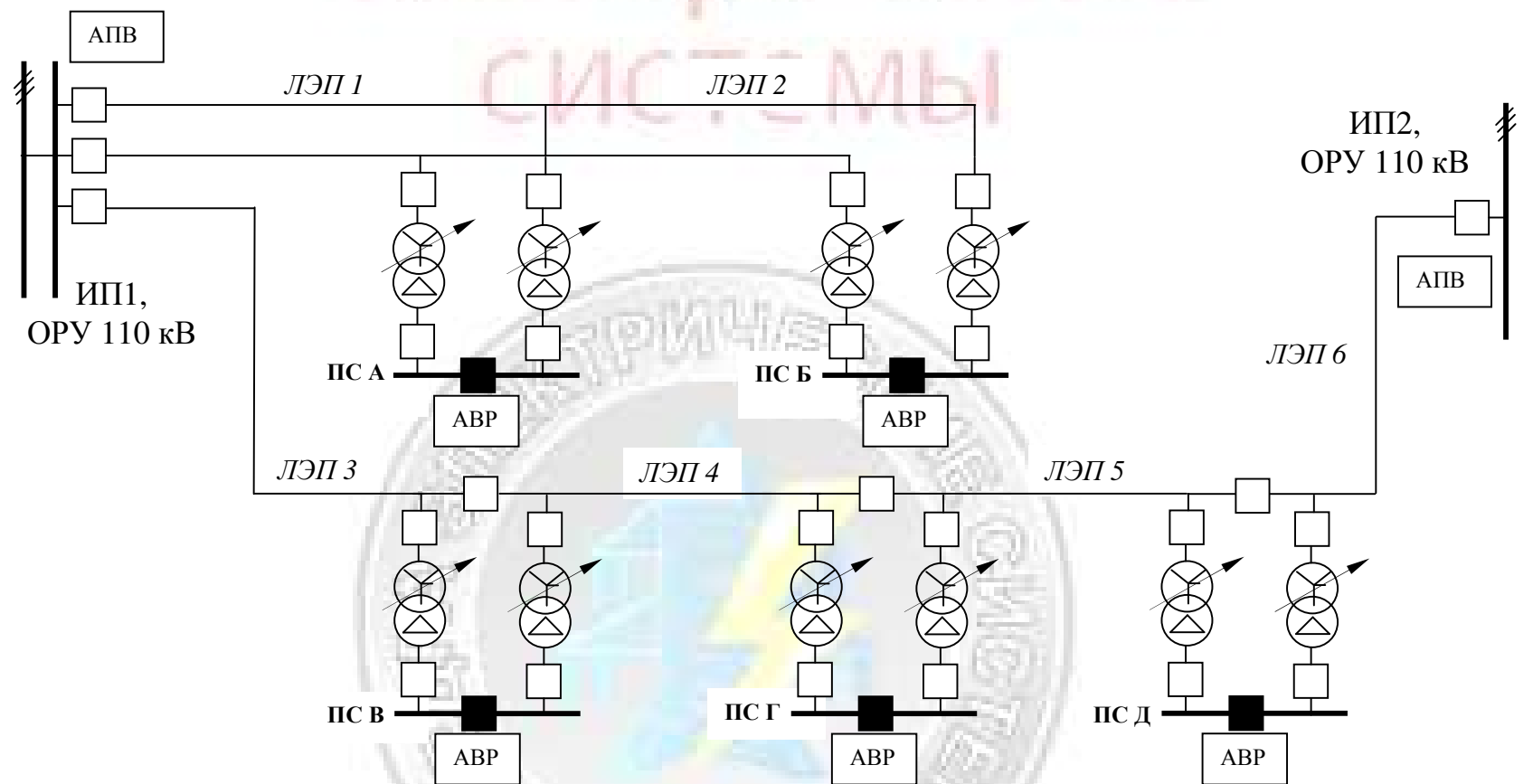


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема электроснабжения (нечетные варианты)

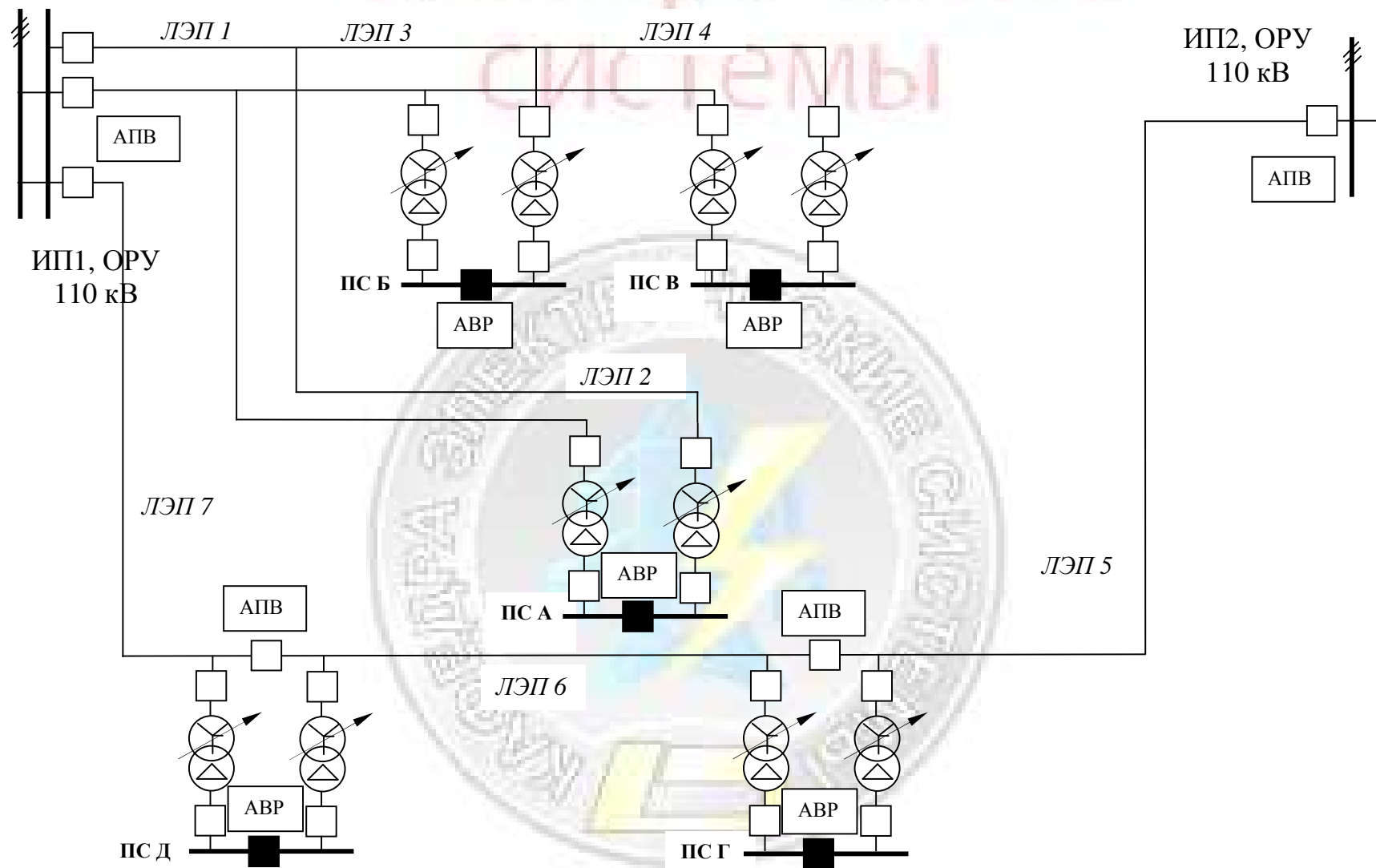


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема электроснабжения (четные варианты)

## 2 УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ

В разделе «Введение» необходимо обосновать актуальность темы работы. Известно, что внедрение энергосберегающих технологий является одним из основных факторов повышения эффективности работы электрических систем. К тому же, в условиях структурной перестройки энергетики и внедрения энергетического рынка обеспечение необходимого уровня надежности электроснабжения требует развития систем управления режимами. Следует отметить, экономичность и управляемость режимов электрической сети и возможные мероприятия по повышению эффективности зависят от особенностей потребителей электрической энергии.

Далее следует указать современное состояние систем электроснабжения, основные проблемы, возможные решения и связать с задачами курсового проекта.

Далее следует сформулировать цель работы и определить те задачи, которые необходимо решить для достижения цели.

Целью курсового проекта является разработка рекомендаций по повышению эффективности работы электрической сети. Поскольку данный курсовой проект выполняется ранее, чем студенты изучают дисциплины, связанные с экономикой энергетики, экономическая оценка предлагаемых в проекте мероприятий не дается.

### 2.1 Оценка надежности электрической сети

Первый раздел курсового проекта должен содержать следующую информацию:

- 1 Анализ, как потребителей электрической электроэнергии, так и самой электрической сети;
- 2 Обработку суточных графиков нагрузки;
- 3 Классификацию участка электрической сети;
- 4 Вывод о соответствии схемы электрической сети требованиям надежности электроснабжения потребителей.

Далее детально по каждому пункту.

**К п.1.** Анализ потребителей необходим для учета их особенностей и связанный с исключением негативного отклонения показателей качества электроэнергии от нормируемых значений, как для оборудования систем электроснабжения, так и от их влияния на всю электрическую сеть. Таким образом, необходимо указать на проблемы электромагнитной совместимости предприятий заданных отраслей промышленности и возможные решения.

Обязательным является учет следующего:

- обеспечение ограничения мощности короткого замыкания на шинах НН подстанций до 5 МВА, обеспечивающих питание предприятий угольной промышленности. При отсутствии токоограничивающих реакторов необходимо предусмотреть их установку;

- указать целесообразные виды КУ, особенно при наличии потребителей металлургической и химической промышленности.

**К п.2.** Обработка суточных графиков заключается в следующем:

- в определении группового (суммирование по всем подстанциям для каждого часа суток) суточного графика по активной мощности, по реактивной мощности, а затем по полной мощности. На основе суммарного графика полной мощности выявляются значения максимальной и минимальной полной мощности и время суток, при которых наблюдаются экстремумы (режимы максимальных и минимальных нагрузок);

- в определении суточного графика полной мощности для каждой подстанции. На основе  $S(t)$  определяется время и значение максимальной и минимальной мощности для каждой подстанции.

Индивидуальные графики узлов нагрузки строятся на основе типовых для соответствующих отраслей промышленности (см. прил. Б табл. Б.1 и Б.2). Нужно получить таблицу (см. табл. 2.1-2.2) за 24 часа, изменения активной (МВт) и реактивной (Мвар) мощности, а также полной мощности за сутки по всему району (групповой график нагрузки). Также нужно построить эти графики (для  $P$  и  $Q$  от времени за сутки) для каждого потребителя и для суммарного графика. Пример графической зависимости для одного из узлов приведен на рис.2.1.

Для характеристики индивидуальных графиков нагрузки с позиции расчета режимов в исследуемой электрической сети, нужно выделить три режима: максимальных, минимальных нагрузок и наибольших нагрузок в энергосистеме.

Режим максимальных нагрузок оценим по наибольшему значению  $P_{\Sigma}$  или  $S_{\Sigma}$ , т.к. полная максимальная мощность  $S_M$  будет наблюдаться одновременно с  $P_M$ , группового графика нагрузки, и назовем его совмещенным максимумом. Для момента наступления этого значения выберем величины активных мощностей из табл. 2.1 и занесем их в табл. 2.3. Значения реактивных нагрузок узлов выпишем для того же момента времени из табл. 2.2, а соответствующую ему суммарную реактивную мощность будем обозначать как  $Q'_M$ .



# Кафедра Электрические системы

Таблица 2.1 - Суточные графики активной мощности узлов нагрузки, МВт

Узел	Время, час																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
А	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Итого.	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$

Таблица 2.2 - Суточные графики активной мощности узлов нагрузки, Мвар

Узел	Время, час																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
А	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Итого.	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$

ДОНТУ

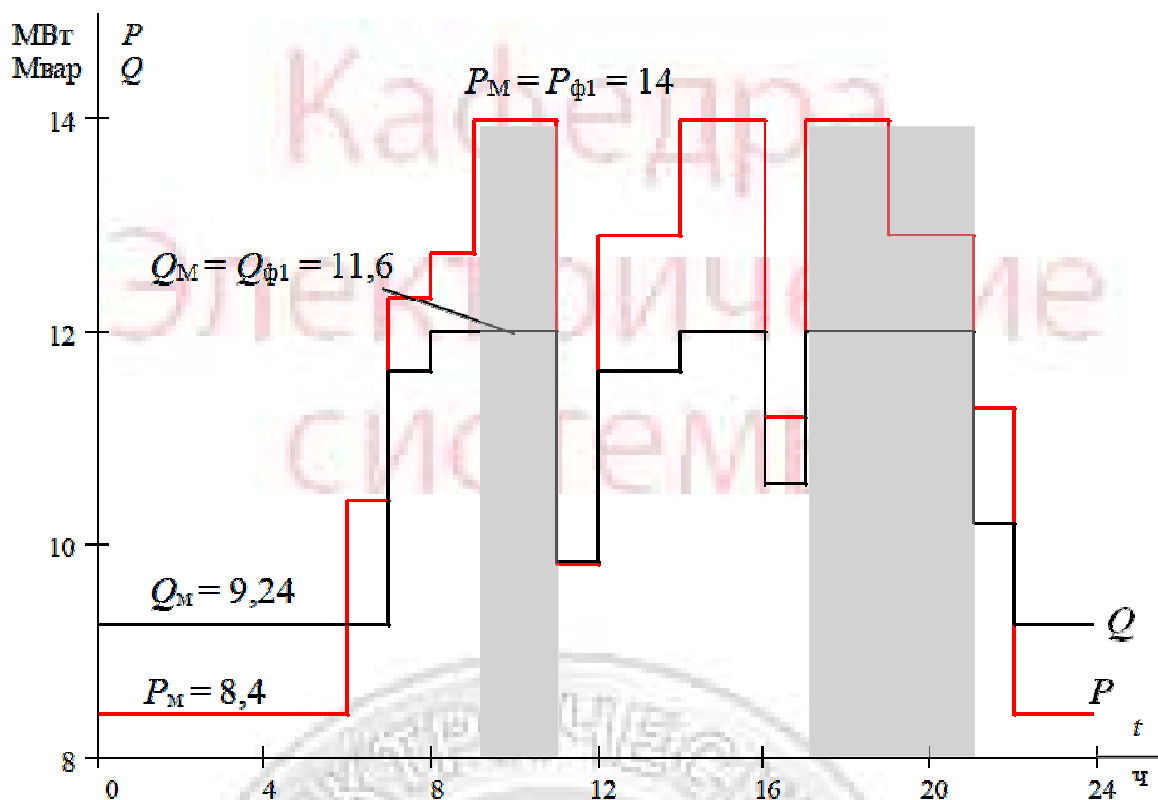


Рисунок 2.1 –График активной P и реактивной Q мощности для узла нагрузки

Таблица 2.3 – Параметры режимов узлов нагрузки

Узел	Максимальный режим		Минимальный режим		Режим наибольших нагрузок в энергосистеме		
	$P_M$ МВт	$Q_M$ Мвар	$P_M$ МВт	$Q_M$ Мвар	$P_{\phi 1}$ МВт	$Q_{\phi 1}$ Мвар	$\text{tg}\varphi_1$
А							
...							
...							
Итого	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	-	-	-

Аналогично поступим с определением параметров минимального режима, для которого введем обозначения минимальных суммарных нагрузок  $P_M$  и  $Q_M$ . Соответствующие моменту наступления суммарного минимума активные и реактивные нагрузки узлов выпишем в табл. 2.3.

Для управления максимумом нагрузки энергосистема ввела понятие наибольших нагрузок в энергосистеме. Эти нагрузки в системе приходятся на утренние часы с 9-ти до 11-ти (утренний максимум) и вечерние с 17-ти до 21-го часа (вечерний максимум). На эти часы приходится наибольшие значения платы за электроэнергию, чтобы стимулировать предприятия снижать нагрузку в указанные часы. В эти же периоды времени контролируется потребление реактивной мощности в узлах нагрузки. По результатам расчета суточных графиков нагрузки (суммарный график в именованных единицах) необходимо

установить на какой период времени приходится максимум в энергосистеме для каждого узла нагрузки. Т.е. оцениваем какой, утренний или вечерний максимум, приходятся наибольшие фактические значения активной мощности  $P_{\phi li}$  каждого узла нагрузки, и выписываем его в табл. 2.3. Соответствующее значение реактивной мощности  $Q_{\phi li}$  записываем для того же часа, что и  $P_{\phi li}$ . Если в часы наибольших нагрузок в энергосистеме одинаковое значение активной мощности  $P_{\phi li}$  длится несколько часов, а реактивная мощность при этом имеет различные значения, то из всех возможных выбирается наибольшее значение. По значениям  $P_{\phi li}$  и  $Q_{\phi li}$  рассчитывается  $\text{tg}\phi_{li} = Q_{\phi li} / P_{\phi li}$ .

Для оценки электропотребления в исследуемом сетевом районе необходимо найти потребление активной энергии в зимние режимные сутки. Поскольку графики нагрузки ступенчатые, суточное потребление электроэнергии определяется суммированием значений итоговых строк таблицы 2.2 для активных  $P_{\Sigma t}$  нагрузок:

$$W_{\text{сут.з}} = \Delta t \sum_{t=1}^{24} P_{\Sigma t},$$

где  $\Delta t$  – интервал времени дискретизации графиков, равный одному часу.

Потребление электроэнергии в летний период отличается от зимнего энергопотребления по величине. Поскольку нам заданы только типовые графики, будем считать, что характер графиков нагрузки в летние режимные сутки сохраняется, но максимальные значения активной и реактивной нагрузок могут составлять 0,6 от зимних максимумов. Тогда и потребление электроэнергии может быть определено такт  $W_{\text{сут.л}} = 0,6W_{\text{сут.з}}$ . Для условий Донбасса количество зимних суток принимается равным 213, а летних – 152. Таким образом, годовое потребление электроэнергии при учете и зимних и летних режимных суток составляет:

$$W_{\Gamma} = 213W_{\text{сут.з}} + 152W_{\text{сут.л}} = W_{\text{сут.з}}(213 + 0,6 \cdot 152).$$

Далее определим число часов использования максимальной нагрузки  $T_{\text{М}}$ :

$$T_{\text{М}} = \frac{W_{\Gamma}}{P_{\text{М}}}.$$

Эта характеристика графиков нагрузки будут необходима нам при определении потерь электроэнергии в исследуемой сети.

Для узла нагрузки, т.е. для трансформаторов, время максимальных потерь определяется характером нагрузки по выражению:

$$\tau = (0.124 + \frac{T_m}{10000})^2 \cdot 8760,$$

где  $T_m$  - число часов максимальной нагрузки.

**К п.3.** Классификация электрической сети выполняется согласно следующим признакам:

- по конфигурации, для сетей замкнутой конфигурации необходимо сделать заключение об однородности сети и установить степень неоднородности;
- по функциям в электрической сети и по характеру потребителей;
- по номинальному напряжению и режиму работы нейтрали сети;
- по степени резервирования.

Классификация необходима для обоснования математических моделей элементов электрической сети, устройств защиты и автоматики и для логического обоснования возможных мероприятий по повышению экономичности работы сети. При этом необходимо также учитывать ранее выясненные особенности потребителей электрической энергии.

**К п.4.** Следует сделать вывод о соответствии схемы электрической сети требованиям надежности электроснабжения потребителей. На основе анализа категории ответственности потребителей выбрать тип железобетонных опор для линий электропередачи с учетом заданных сечений и марок проводов.

Если в задании будет информация о фактических значениях показателей качества, то необходимо учесть ее при обосновании мероприятий.

## 2.2 Технико-экономическое обоснование для выбора мероприятий по повышению экономичности работы электрической сети

Также в первом разделе обязательно выполнение предварительных расчет и оценка возможных мероприятий по повышению эффективности функционирования данного участка сети. К ним можно отнести:

1. Оценка загрузки трансформаторов подстанции.
2. Оценка требуемой мощности компенсирующих устройств.
3. Оценка оптимального количества работающих на подстанциях трансформаторов в режиме минимальных нагрузок.

**К п.1.** Эффективность функционирования сети зависит, в частности, от загрузки трансформаторов потребительских подстанций (ПС). Поэтому прежде, чем приступать к расчету режима, следует оценить загрузку трансформаторов в нормальном ( $K_3$ ) и послеаварийном режимах ( $K_{3ПAB}$ ) по формулам:

$$K_3 = \frac{S_M}{n_T \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad K_{\text{ЗАВ}} = \frac{S_M}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{НОМ.Т}}},$$

где  $S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$  – полная мощность узла нагрузки в режиме максимальных нагрузок для подстанции (не для электрической сети);

$S_{\text{НОМ.Т}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$n_T$  – количество трансформаторов, установленных на ПС.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в экономически целесообразных пределах [5]:

$$0,5 \leq K_3 \leq 0,75.$$

В послеаварийном режиме не должен превышать технически допустимого значения:

$$K_{\text{ЗАВ}} \leq 1,5.$$

Целесообразно определить мощность, при которой наступает максимальный КПД трансформаторов подстанции. Результаты расчета  $K_3$ ,  $K_{\text{ЗАВ}}$  целесообразно представить в табл.2.4.

Таблица 2.4 – Проверка загрузки трансформаторов

Узел	$P_M + jQ_M$ , МВА	$S_M$ , МВА	$S_{\text{НОМ.Т}}$ , МВА	$n_{\text{О}}$	$K_3$	$K_{\text{ЗАВ}}$
А				2		
...				2		
...				2		

На основе анализа результатов табл.2.4 делается заключение о необходимости замены трансформаторов на некоторых подстанциях. При необходимости заменить недогруженные или перегруженные трансформаторы подстанций.

Если фактическое значение  $K_{\text{ЗАВ}}$  незначительно превышает допустимую величину, не обязательно делать вывод о замене трансформаторов на трансформаторы большей мощности. На основе анализа категории надежности потребителей, питающихся от этой ПС, следует сделать вывод о возможности (или невозможности) отключения части потребителей III категории на время ремонта или замены вышедшего из строя трансформатора. Кроме того, возможна разгрузка трансформаторов, если будет установлена необходимость установки устройств компенсации реактивной мощности. Также если

трансформаторы оказались незначительно недогруженными, то можно предложить их оставить с оговоркой перспективного роста нагрузок в узле потребления. В случае замены трансформаторов на некоторых ПС необходимо заполнить табл. 2.5.

Таблица 2.5 – Уточнение мощности трансформаторов потребительских ПС

Узел	$P_M + jQ_M$ , МВА	$S_M$ , МВА	$S_{ном.т.}$ , МВА до замены	$S_{ном.т.}$ , МВА после замены	$K_3$	$K_{3ав}$
А						
...						
...						

**К п.2.** Одним из наиболее эффективных мероприятий по уменьшению потерь мощности является компенсация реактивной мощности, когда источники реактивной мощности устанавливаются вблизи потребителей. При этом сеть выше подключения компенсирующих устройств (КУ) разгружается от протекания реактивной мощности, что ведет к уменьшению тока в сети и, как следствие, к уменьшению  $\Delta P$ ,  $\Delta W$ ,  $\Delta U$ .

Мощность КУ, устанавливаемых вблизи потребителей в системе, в целом определяется на основе баланса реактивной мощности. Однако, в распределительной сети 35-110 кВ величина  $Q_{ку}$  определяется на основе [6]:

$$Q_{ку} = P_{\phi 1} \cdot (tg \varphi_1 - tg \varphi_3),$$

где  $P_{\phi 1}$  – наибольшая активная мощность узла нагрузки по графику в часы наибольших нагрузок в энергосистеме (в общем случае, с 9 до 11 или с 17 до 21 часа);

$tg \varphi_1 = Q_{\phi 1} / P_{\phi 1}$  – тангенс угла нагрузки для того же часа;

$Q_{\phi 1}$  – значение реактивной мощности для того же часа;

$tg \varphi_3$  – экономическое значение тангенса, задаваемое энергосистемой в зависимости от высшего напряжения сети. Для  $U_{ном} = 110$ кВ  $tg \varphi_3 = 0.28$ .

Очевидно, что если  $tg \varphi_1 < tg \varphi_3$ , то необходимости в компенсации  $Q$  нет. Чаще всего на потребительских ПС с отраслями не металлургической и не химической в качестве КУ используются конденсаторные батареи в виде комплектных установок типа КРМ(УКЛ). Согласно [7-8] их мощности равны: 150, 300, 450, 600, 750, 900, 1350, 1500, 1800, 2250, 2700 кВАр и др. (см. табл. 2.6). Поэтому в случае  $Q_{ку} < 600$ кВАр, КУ не устанавливаются. Для потребителей с отраслями промышленности металлургия и химия рекомендуется установка статических тиристорных компенсаторов (СТК) на 6



или 10 кВ (см. табл. 2.6).

Таблица 2.6 – Типовые компенсирующие устройства

Наименование	U <sub>НОМ.</sub> , кВ	S <sub>НОМ.</sub> , квар	Наименование	U <sub>НОМ.</sub> , кВ	S <sub>НОМ.</sub> , Мвар
Батареи конденсаторов (БК)					
КРМ(УКЛ57)-6,3-150	6,3	150	КРМ(УКЛ57)-6,3-900	6,3	900
КРМ(УКЛ57)-10,5-150	10,5	150	КРМ(УКЛ57)-10,5-900	10,5	900
КРМ(УКЛ57)-6,3-300	6,3	300	КРМ(УКЛ57)-6,3-1350	6,3	1350
КРМ(УКЛ57)-10,5-300	10,5	300	КРМ(УКЛ57)-10,5-1350	10,5	1350
КРМ(УКЛ57)-6,3-450	6,3	450	КРМ(УКЛ57)-6,3-1500	6,3	1500
КРМ(УКЛ57)-10,5-450	10,5	450	КРМ(УКЛ57)-10,5-1500	10,5	1500
КРМ(УКЛ57)-6,3-600	6,3	600	КРМ(УКЛ57)-6,3-1800	6,3	1800
КРМ(УКЛ57)-10,5-600	10,5	600	КРМ(УКЛ57)-10,5-1800	10,5	1800
КРМ(УКЛ57)-6,3-750	6,3	750	КРМ(УКЛ57)-6,3-2250	6,3	2250
КРМ(УКЛ57)-10,5-750	10,5	750	КРМ(УКЛ57)-10,5-2250	10,5	2250
КРМ(УКЛ57)-6,3-3150	6,3	3150	КРМ(УКЛ57)-6,3-2700	6,3	2700
КРМ(УКЛ57)-10,5-3150	10,5	3150	КРМ(УКЛ57)-10,5-2700	10,5	2700
Статические тиристорные компенсаторы (СТК)					
СТК-6/5,0	6,3	до 5000	СТК-10/8,0	10,5	до 8000
СТК-6/10,0	6,3	до 10000	СТК-10/15,0	10,5	до 15000
СТК-6/15,0	6,3	до 15000			

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

Результаты выбора КУ рекомендуется привести в таблицу типа табл.2.7.

Таблица 2.7 – Выбор компенсирующих устройств

Узел	P <sub>ф1</sub> МВт	Q <sub>ф1</sub> Мвар	tgφ <sub>1</sub>	Тип трансформатора	Q <sub>КУ</sub> , Мвар	U <sub>2</sub> , кВ	Тип и мощность КУ	Q <sub>КУ НОМ</sub> , Мвар
А								
...								
...								
Итого					Σ	Итого		Σ

Компенсицию можно считать удовлетворительной, если расхождение между Q<sub>КУ Σ</sub> и Q<sub>КУ НОМ Σ</sub> не превосходит 5%:

$$\delta Q = \frac{Q_{КУ НОМ \Sigma} - Q_{КУ \Sigma}}{Q_{КУ \Sigma}} \cdot 100 < 5\%.$$

Как известно после установки КУ сеть должна разгрузиться по реактивной

мощности. Значит, разгрузятся также трансформаторы на всех ПС. Это приведет к уменьшению их загрузки, значит, коэффициент загрузки может выходить за допустимые пределы после установки КУ. Коэффициент загрузки трансформаторов после установки КУ необходимо оценить и предложить решения (замена трансформаторов или нет).

**К п.3.** Экономически целесообразный режим работы трансформаторов на ПС относится к эффективным мероприятиям снижения потерь мощности. При минимуме суточного или годового графиков нагрузки может оказаться целесообразным отключение части трансформаторов. При этом при наличии потребителей I категории надежности должен быть предусмотрен АВР.

Условием отключения части трансформаторов является равенство потерь мощности в  $n_0$  и  $(n_0 - 1)$  включенных трансформаторов на ПС, из которого определяется значение экономической мощности [1]:

$$S_{\text{эк}} = S_{\text{ном}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{х}} \cdot n_{\text{т}} \cdot (n_{\text{т}} - 1)}{\Delta P_{\text{к}}}}.$$

Если мощность нагрузки в минимальном режиме меньше найденного по формуле значения, т.е.  $S_{\text{мин}} < S_{\text{эк}}$ , то один из включенных трансформаторов следует отключить с целью уменьшения суммарных потерь активной мощности в трансформаторах.

Результаты расчета  $S_{\text{эк}}$  и проверки условия  $S_{\text{мин}} < S_{\text{эк}}$ , приводятся в табл. 2.8. Здесь же приводятся количество трансформаторов, работающих в минимальном режиме ( $n_{\text{тэк}}$ ), величины потерь мощности при работе  $n_{\text{т}}$  и  $(n_{\text{т}} - 1)$  трансформаторами ( $\Delta P_{n_{\text{т}}}$  и  $\Delta P_{n_{\text{т}}-1}$  соответственно) и величина изменения потерь мощности:

$$\delta P_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{n_{\text{т}}} - \Delta P_{n_{\text{т}}-1}}{\Delta P_{n_{\text{т}}}} \cdot 100\%.$$

Потери активной мощности в трансформаторах определяются, как сумма потерь активной мощности в стали и меди.

Таблица 2.8 – Определение оптимального количества трансформаторов на ПС

ПС	Тип транс.	$S_{\text{ном т}}$ МВА	$\Delta P_{\text{х}}$ , МВт	$\Delta P_{\text{к}}$ , МВт	$S_{\text{эк}}$ , МВА	$S_{\text{мин}}$ , МВА	$n_{\text{тэк}}$	$\Delta P_{n_{\text{т}}}$ , МВт	$\Delta P_{n_{\text{т}}-1}$ , МВт	$\delta P_{\text{т}}$ , %
А										
...										
...										

Если для какой-то ППС будет установлена целесообразность работы

одним трансформатором, то для этой (этих) ПС следует построить график зависимости  $\Delta P_{n_T}(S_{нг})$  и  $\Delta P_{n_T-1}(S_{нг})$  (пример на рис.2.2) при изменении нагрузки от 0 до  $1.5 S_{НОМТ}$ , на которых показать  $S_{эк}$  и фактическое значение  $S_{мин}$ .

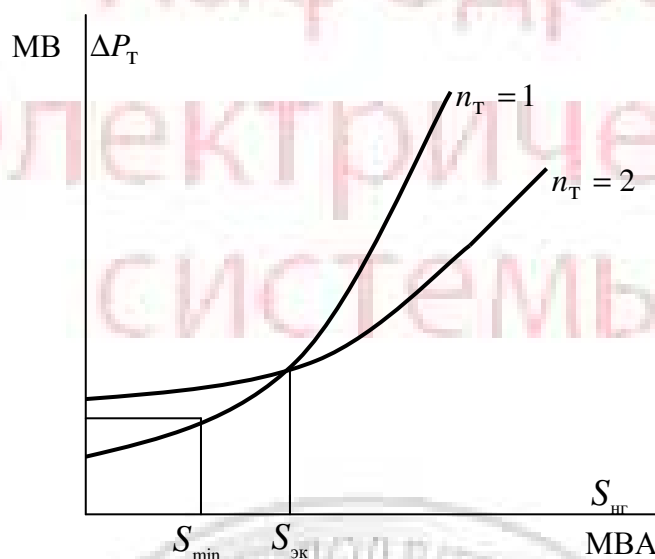


Рисунок 2.2 - Потери мощности в трансформаторах при изменении нагрузки

### 2.3 Расчет установившихся режимов в электрической сети

Расчет режимов существующей сети выполняется во втором разделе содержания курсового проекта. Эти расчеты необходимы для дальнейшей оценки и принятия решения в существующей сети по внедрению того или иного мероприятия.

При условии выполнения анализа режимов электрической сети с помощью вычислительной техники (используя программное обеспечение UREGIM или PowerFactory [4]), целесообразно создать математическую модель режима для соответствующего ПО в виде направленного графа и его параметров. Необходимая справочная информация по линиям и трансформаторам приведена в [7-11].

В работе необходимо, как минимум, выполнить расчеты максимального и минимального режимов работы электрической сети, а также послеаварийного режима в сети (в замкнутом и разомкнутом участках сети). Значения мощностей нагрузок, подключенных к шинам низкого напряжения подстанций, определяется на основе результатов анализа суммарного графика электрической сети. По результатам расчета максимального режима электрической сети необходимо оценить:

- допустимость нагрузок для линий и трансформаторов;
- плотность тока линий электропередачи.

На основании анализа напряжений в узлах, полученных в режимах максимальной и минимальной нагрузок необходимо оценить его допустимость. Т.е. сделать оценку целесообразности работы устройств РПН на этих потребительских ПС. Значения напряжения на шинах источника питания (ИП) принять равным в соответствии с методикой обоснования уровня напряжения на шинах источника питания.

По результатам расчета выполнить анализ потерь активной и реактивной мощности и электроэнергии в электрической сети в целом и по отдельным элементам: линии, трансформаторы. Для трансформаторов оценить потери в сердечнике и в обмотках.

Потери электроэнергии в элементах сети необходимо определить в два способа:

- с использованием типовых графиков нагрузки;
- с использованием усредненных параметров  $T_m$  и  $\tau$ .

### 2.3.1 Обоснование уровня напряжения на шинах источника питания

Напряжение определяет режим работы сети. Наибольший интерес представляют потери мощности в элементах сети и значения напряжения в узлах сети. От правильного выбора напряжения на источнике питания зависит эффективность функционирования сети. Выбор напряжения на источнике питания определяется 4 факторами:

- минимальными потерями мощности;
- максимальным использованием регулировочного диапазона трансформаторов;
- предельно-допустимым напряжением для оборудования сети 110 кВ;
- законом регулирования напряжения на источнике питания.

Потери активной мощности при активном сопротивлении определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{уч}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R,$$

Так как рассматриваемая сеть имеет номинальное напряжение 110 кВ, и потери на корону не учитываются, то фактор, учитывающий минимальные потери мощности, не является определяющим при выборе напряжения источника питания.

Независимо от режима напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора подстанции для режима максимальных нагрузок должно поддерживаться на 5% выше номинального напряжения сети низкого

напряжения  $U_{2Ж} = 1.05 \cdot U_{2НОМ}$ .

С другой стороны, используя регулировочный диапазон трансформатора, это напряжение уточняется таким образом:

$$U_{2Ж} = \frac{(U_1 - \Delta U_T) \cdot U_{2НОМ.Т}}{U_{ОТВ.НОМ}},$$

где  $U_1$  - реальное напряжение на шинах ВН трансформатора,

$\Delta U_T$  - потери напряжения в трансформаторе,

$U_{2НОМ.Т}$  - вторичное напряжение трансформатора,

$U_{ОТВ.НОМ}$  - номинальное напряжение ответвления.

В соответствии с выше изложенным, напряжения в начале участка будут определяться так:

$$U_{1MAX} = U_{2Ж} \cdot K_{TMAX} + \Delta U_T,$$

$$U_{1MIN} = U_{2Ж} \cdot K_{TMIN} + \Delta U_T,$$

где:

$$K_{TMAX} = \frac{U_{ОТВ.ОСН.} \cdot (1 + n_{ОТВ.МАН} \cdot \frac{\Delta U_{СТ}}{100})}{U_{2НОМ.Т}},$$

$$K_{TMIN} = \frac{U_{ОТВ.ОСН.} \cdot (1 - n_{ОТВ.МАН} \cdot \frac{\Delta U_{СТ}}{100})}{U_{2НОМ.Т}}.$$

В приведенных выражениях для расчета коэффициентов трансформации  $U_{ОТВ.ОСН.}$  – напряжение нулевого ответвления трансформатора, равное его высшему номинальному напряжению. Величины  $n_{ОТВ.МАН}$ ,  $n_{ОТВ.МАН}$ ,  $\Delta U_{СТ}$  определяются устройством РПН используемых трансформаторов и для данных трансформаторов составляют «+9», «-9» и 1.78 соответственно.

Величины  $U_{1MAX}$  и  $U_{1MIN}$  рассчитываются для подстанции электрически наиболее удаленной от источника питания. Для ее определения необходимо подсчитать потери напряжения сети в нормальном режиме по выражению:

$$\Delta U_i = \frac{P_{уч.i} \cdot R_{уч.i} + Q_{уч.i} \cdot X_{уч.i}}{U_{НОМ}},$$

где  $P_{уч}$  и  $Q_{уч}$  - мощности протекающие на участке

$R_{уч}$  и  $X_{уч}$  - сопротивления участка в нормальном режиме

Расчет потерь напряжения заносим в таблицу 2.9.



Таблица 2.9 - Расчет потерь напряжения на участках сети

Наименование участка	$P_{\text{уч.}} + jQ_{\text{уч.}}$ МВА	$R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}$ Ом	$\Delta U_i$ кВ
Потеря напряжения в магистральном участке			
...			
...			
Итого до конечной точки			$\Sigma$
Потеря напряжения в кольцевом участке			
...			
...			
Итого до конечной точки справа			$\Sigma$
Итого до конечной точки слева			$\Sigma$

По табличным результатам необходимо получить напряжения ИП для максимального и минимального режимов.

Согласно третьему условию наибольшее рабочее напряжение электрооборудования определяется по [2, табл.1.2] и в сети 110 кВ равно 126 кВ.

По четвертому условию напряжение на ИП предполагается поддерживать в соответствии с методом встречного регулирования. Поэтому в режиме наибольших нагрузок напряжение на ИП должно быть равно:

$$U_{\text{ИП}}^{\text{MAX}} = 1.05 \cdot U_{\text{НОМ.ОБ}}^{\text{НМ}} = 1.05 \cdot 115 = 121 \text{ кВ},$$

где  $U_{\text{НОМ.ОБ}}^{\text{НМ}}$  – наименьшее из первичных номинальных напряжений трансформаторов, подключенных к электрической сети (составляет 115 кВ).

На основе анализа всех четырех условий нужно выбрать приемлемое значения напряжения ИП, необходимое для дальнейших расчетов<sup>1</sup>.

### 2.3.2 Расчет базового режима максимальных нагрузок

Как отмечалось выше, расчеты установившихся режимов необходимы для дальнейшей оценки и принятия решения в существующей сети по внедрению того или иного мероприятия. Режим максимальных нагрузок, полученный по результатам обработки суточных графиков нагрузки, будет базовым режимом для сопоставления с возможными мероприятиями по повышению эффективности функционирования данной сети. Также необходимо учесть влияние устройств РПН в базовом режиме, при выполнении расчетов.

<sup>1</sup> Примечание. Для студентов заочников принять напряжение ИП равным 121 кВ.



### 2.3.3 Расчет потерь электроэнергии в сети

Величина потерь электроэнергии зависит от характера изменения нагрузки в рассматриваемый период времени. Если нагрузка меняется, то потери электроэнергии можно рассчитать различными способами. В зависимости от используемой математической модели методы делятся на две группы:

- детерминированные;
- вероятностно-статистические.

Наиболее точным из детерминированных методов является метод расчета потерь электроэнергии по графику нагрузок для каждого потребителя. Для этого используется выражение:

$$\Delta W = \Delta P_i \cdot t_i,$$

где  $\Delta P_i$  – суммарные потери активной мощности в исследуемой сети на  $i$ -том интервале времени;

$t_i$  - интервал времени, соответствующего графика нагрузки, при котором мощность нагрузки не измена (принимается 1 час).

Достоинство данного метода – высокая точность расчета, т.к. учитывается реальный характер изменения нагрузок в сети. Недостаток – большое количество вычислений.

Для удобства реализации данной задачи в среде PowerFactory необходимо предварительно задать графики нагрузок для каждого потребителя в табличном виде. Для каждой ПС предусмотреть возможность работы трансформаторов отдельно, т.е. поделить заданную нагрузку на 2 и занести в базу данных для каждого узла нагрузки. Расчет установившегося режима целесообразно выполнять, используя триггер времени (24 часа в сутки) и заданный график нагрузки. Полученные потери активной мощности (отдельно потери нагрузочные и не нагрузочные) в элементах сети занести в таблицу 2.10. Суммируя потери за сутки определить суммарные годовые потери при условии, что количество зимних суток принимается равным 213, а летних – 152.

Таблица 2.10 - Состав потерь активной мощности за сутки в элементах сети

Время, час	Состав потерь ( $\Delta P_i$ ), МВт	
	Нагрузочные	Не нагрузочные
1		
2	-	-
....		
24		
Итого за сутки	-	-

Графики нагрузок не всегда известны. В этом случае потери электроэнергии можно вычислить другим детерминированным методом – через  $\tau$ . Метод основан на двух допущениях:

- максимальные потери в электрической сети наблюдаются в период максимума нагрузки в энергосистеме;
- графики активной и реактивной мощности подобны, т.е. график реактивной мощности пересчитан из графика активной мощности.

Второе условие у нас будет выполняться частично.

Время максимальных потерь  $\tau_m$  – это время, в течении которого при работе потребителя с максимальной нагрузкой в сети теряется такое же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику нагрузки. Для типовых графиков нагрузки величина  $\tau_m$  определяется по известной величине  $T_M$  (см. п.2.1):

$$\tau = (0.124 + \frac{T_M}{10000})^2 \cdot 8760$$

Для использования данного метода достаточно выполнить расчет только режима максимальных нагрузок и по нему уже выполнить расчет потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии в элементах сети в соответствии с этим методом будут определяться по следующим формулам:

- для линий:  $\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau$ ,
- для трансформаторов:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta P_{\text{ст}} \cdot T + \Delta P_{\text{м}} \cdot \tau,$$

где  $T$  - время, в течение которого трансформатор находится под напряжением. Это время рекомендуется принять равным числу часов в году или на 10-15 % меньшим этого значения (8700 часов).

Необходимо выполнить расчет потерь электроэнергии этими двумя методами (только для студентов очной формы обучения) и оценить погрешность расчета потерь электроэнергии. Если величина относительной погрешности расчета потерь электроэнергии не превышает 5 %, то рекомендовать использовать в дальнейших расчетах метод по усредненным показателям ( $\tau$  и  $T_M$ ) при оценки потерь электроэнергии.

При расчете режимов вручную или с использованием программного комплекса UREGIM, студентами заочной формы обучения, из-за трудоемкости вычислений допускается выполнить расчет потерь электрической энергии в электрической сети за год, используя потери мощности только в максимальном режиме и с учетом время максимальных потерь. При этом следует указать,

какое допущение принимается при использовании такого метода расчета потерь электрической энергии и, по возможности, оценить влияние допущения.

Для анализа эффективности работы сети и возможности улучшения режима определяется процентный состав потерь мощности и электроэнергии в элементах сети по отношению к полезной мощности и электроэнергии ( $P_2$  и  $W_2$ ). Они рассчитываются по следующим формулам:

$$P_2 = \sum_{i=1}^n P_{mi}; \quad W_2 = \sum_{i=1}^n P_{mi} \cdot T_{mi}.$$

Расчет процентного состава потерь выполняется для всего сетевого района. Потери мощности и электроэнергии в именованных единицах определяются как сумма соответствующих потерь мощности и электроэнергии для всей электрической сети, а в процентах вычисляются по формулам:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P}{P_2} \cdot 100; \quad \Delta W_{\%} = \frac{\Delta W}{W_2} \cdot 100.$$

Результаты расчета приводятся в табл.2.11.

Таблица 2.11 - Процентный состав потерь мощности и электроэнергии в элементах сети

S <sub>2</sub> , МВА	W <sub>2</sub> , МВт·ч	Состав потерь	ΔP,		ΔW,	
			МВт	%	МВт·ч	%
		Всего				
		из них	-	-	-	-
		- в ЛЭП				
		- в тр-рах ПС				
		в том числе	-	-	-	-
		- в стали				
		- в меди				

На основании данных табл. 2.11 составляется баланс мощности и электроэнергии в сетевом районе. Источник питания выдают мощность равную:

$$P_1 = P_2 + \Delta P_{\Sigma},$$

и следующее количество электроэнергии:

$$W_1 = W_2 + \Delta W_{\Sigma}.$$

В приведенных выражениях  $\Delta P_{\Sigma}$  и  $\Delta W_{\Sigma}$  - суммарные потери мощности и электроэнергии в сетевом районе соответственно.

На основании составленного баланса мощности и электроэнергии

вычисляются к.п.д. по мощности и электроэнергии:

$$\eta_p = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100\%, \quad \eta_w = \frac{W_2}{W_1} \cdot 100\%.$$

Так как к.п.д. по мощности отражает среднегодовое потребление электроэнергии, а к.п.д. по энергии отражает ее максимальное значение, то их соотношение должно быть следующим:

$$\eta_p < \eta_w.$$

Результаты табл. 2.11 и значений к.п.д. сравниваются со среднеэксплуатационными значениями потерь мощности ( $\Delta P_{\text{л}}=3\%$ ,  $\Delta P_{\text{т}}=2\%$ ) и коэффициентом нормативных технологических затрат, составляющим в сети 35 кВ и выше [значение принимается в соответствии с постановлением НКРЭ на момент выполнения работы]. На основании сравнения результатов делается вывод об эффективности функционирования рассматриваемой электрической сети.

#### 2.3.4 Оценка допустимости режима

Оценка допустимости существующего режима в соответствии показателями экономической плотности тока (по ПУЭ [2]) выполняются по выражению:

$$j_p = \frac{I_{\text{уч}}}{F}$$

где  $I_{\text{уч}}$  – ток на участке сети, по результатам расчета базового режима максимальных нагрузок, А;

$F$ - сечения данной марки провода на участке сети, мм<sup>2</sup>.

Полученные результаты должны удовлетворять условию  $j_p \leq j_{\text{эк}}$ , при экономической плотности тока полученной по ПУЭ относительно  $T_M$  в данной сети. Результаты сопоставления привести в табл.2.12.

Таблица 2.12 - Проверка проводов по плотности тока

Линия	Марка провода	$n_{\text{л}}$	$I$ , А	$J_p$ , А/мм <sup>2</sup>	$J_{\text{эк}}$ , А/мм <sup>2</sup>
Участок 1					
...					
...					

Проверка проводов по нагреву выполняется по величине тока в послеаварийном режиме. Для этого необходимо выполнить расчеты послеаварийных режимов в сети (все возможные варианты).

Полученный в послеаварийном режиме ток на каждом участке сети  $I_{AB}$  сравнивается с допустимым током  $I_{доп}$  для соответствующей марки провода. Провод не будет перегреваться, если выполняется условие  $I_{AB} \leq I_{доп}$ . Результаты проверки заносим в табл. 2.13.

Таблица 2.13 - Проверка проводов по нагреву

Участок сети	$I_{AB},$ А	Марка провода	$I_{доп},$ А	$I_{AB} \leq I_{доп}$	Режим
Участок 1					Наименование возможного послеаварийного режима
...					
...					

По результатам выполненных расчетов необходим вывод о целесообразности или нецелесообразности возможного улучшения режима.

Оценка допустимости режима по напряжению заключается в проведении сопоставительного анализа отклонений напряжения в узлах нагрузки реального с допустимым значением  $\pm 5\%$  по ГОСТ.

Оценка допустимости выбранных отпаяк устройств РПН (режимы с РПН при выполнении расчетов с использованием специализированного ПО) состоит в подборе номера ответвления РПН, при котором выполняется условие обеспечения желаемого напряжения у потребителя (для всех исследуемых режимов: максимальных нагрузок, минимальных нагрузок и послеаварийных режимов). Критерием для проверки выбора ответвления РПН является выражение:

$$\delta U = \frac{|U_{2\phi} - U_{2ж}|}{U_{2ж}} \cdot 100\% \leq \frac{\Delta U_{ст}}{2}.$$

Величина ступени регулирования напряжения  $\Delta U_{ст}$  определяется устройством РПН используемых трансформаторов.

Результаты проверки отклонений напряжения сводятся в табл. 2.14.



Таблица 2.14 - Проверка обеспечения желаемого напряжения у потребителей

$U_{\text{ип}}, \text{кВ}$	ПС	$\Delta U_{\text{ст}}, \%$	$n_{\text{ст}}$	$U_{2\phi}, \text{кВ}$	$U_{2\text{жел}}, \text{кВ}$	$\delta U, \%$	$\frac{\Delta U_{\text{ст}}}{2}, \%$
Наименование исследуемого режима (режим 1)							
	А						
	...						
Наименование исследуемого режима (режим 2)							
	А						
	...						

По результатам выполненных расчетов необходим вывод о допустимости полученных значений напряжения во всех исследуемых режимах, а также рекомендации по повышению эффективности функционирования данной сети.

#### 2.4 Разработка мероприятий по повышению экономичности работы электрической сети

Снижение потерь электрической энергии – это целевой показатель повышения эффективности соответствующих решений (мероприятий). Обычно мероприятия по снижению потерь электроэнергии делятся на две группы: организационные и технические. К организационным мероприятиям относятся мероприятия по совершенствованию эксплуатационного обслуживания электрических сетей и оптимизации их схем и режимов. Эти мероприятия являются практически беззатратными. Технические мероприятия, направлены на реконструкцию, модернизацию и строительство сетей. Эти мероприятия требуют дополнительных капитальных вложений. Также есть группа мероприятий направленных на совершенствование учета электроэнергии, которые могут быть беззатратными и затратными.

Организационные мероприятия. Рассмотрим режимные мероприятия, которые являются составной частью организационных мероприятий. К режимным мероприятиям относят следующие:

- оптимизацию законов регулирования напряжения в центрах питания разомкнутых сетей 36-150 кВ;
- оптимизацию установившихся режимов замкнутых сетей по реактивной мощности и коэффициентам трансформации;
- уровень напряжения в питающей сети;
- ввод в работу неиспользуемых средств автоматического регулирования напряжения (АРН) на трансформаторах с РПН;
- перевод генераторов в режим синхронного компенсатора (СК) при дефиците реактивной мощности;
- оптимизацию мест размыкания контуров сетей 110 кВ и выше с



несколькими номинальными напряжениями;

- оптимизацию мест размыкания сетей 6-35 кВ с двусторонним питанием;
- оптимальное включение трансформаторов на подстанциях в режиме малых нагрузок (отключение части трансформаторов; экономические режимы работы трансформаторов);

- выравнивание графика нагрузки сети;
- выравнивание нагрузок фаз низковольтных сетей;
- снижение расхода на собственные нужды ПС.

К техническим мероприятиям относят мероприятия по реконструкции, модернизации и строительству сетей. Большинство из них связано с установкой дополнительного оборудования и предусматривается на стадии проектирования сетей. В условиях эксплуатации рассматриваются, как правило, мероприятия с незначительными капитальными вложениями. К ним относят

- ввод компенсирующих устройств (КУ) 6-10 кВ,
- замену проводов на перегруженных линиях;
- установка устройств продольной компенсации (УПК);
- замену недогруженных и перегруженных трансформаторов из имеющегося фонда или путем перемещения с одной подстанции на другую;
- перевод электрических сетей на более высокое напряжение;
- ввод в работу устройств автоматического регулирования напряжения на трансформаторах и КУ;
- внедрение линейных регуляторов;
- внедрение новых технологий и оборудование в передающих и распределительных сетях (сетевые накопители энергии, SmartGrid, устройства FACTS, вставки постоянного тока, цифровые ПС).

Для реализации тех или иных мероприятий необходимо выполнить оценочный расчет установившегося режима и сопоставить его с базовым режимом.

Как отмечалось ранее расчет режимов можно выполнять вручную (только студенты-заочники по согласованию с преподавателем) или с использованием специализированного программного обеспечения DigSilent PowerFactory [4] (для студентов очной формы обучения) и UREGIM (для студентов заочной формы обучения).

#### 2.4.1 Расчет исследуемых режимов вручную

При расчете режимов вручную необходимо:

- определить ответвления устройств РПН трансформаторов подстанций для минимального и максимального режимов согласно методу встречного регулирования напряжения;

- определить необходимость, а затем выбрать тип и мощность компенсирующих устройств. При этом следует учесть, что для химической и металлургической промышленности следует использовать СТК с фильтрами, для остальных отраслей промышленности возможно использование батарей конденсаторов;

- определить число включенных трансформаторов в режиме минимальной нагрузки подстанции из условия обеспечения минимального значения суммарных потерь активной мощности в трансформаторах (в обмотках и сердечнике);

- определить диапазон напряжений на шинах высшего напряжения одной из подстанций по выбору студента исходя из диапазона устройства РПН трансформаторов подстанции;

- в случае неоднородности замкнутой электрической сети выполнить расчеты по повышению ее экономичности.

Предложенные мероприятия должны быть подкреплены соответствующими расчетами потерь мощности и электроэнергии. Другие возможные мероприятия, которые могут быть использованы в заданной электрической сети и при заданных потребителях необходимо описать.

Результаты расчетов и описаний распределить по условным группам мероприятий по снижению потерь активной мощности в электрической сети.

#### 2.4.2 Расчет устройств РПН трансформаторов подстанций вручную

Согласно методу встречного регулирования напряжения на шинах в центрах питания в режиме максимальных нагрузок должно поддерживаться на 5% выше номинального напряжения питаемой сети. Шины 6-10 кВ ППС можно рассматривать как центры питания для потребителей 0.4 - 10 кВ.

Таким образом, желаемое напряжение на шинах вторичного напряжения ППС в режиме максимальных нагрузок будет равно:

$$U_{2ж} = 1.05 \cdot U_{ном\ сети}.$$

Для потребителей, предусмотренных заданием курсового проекта, желаемое напряжение равняется:

- для сети 6 кВ -  $U_{2ж} = 1.05 \cdot 6 = 6.3\text{кВ}$ ;

- для сети 10 кВ -  $U_{2ж} = 1.05 \cdot 10 = 10.5\text{кВ}$ .

Значения напряжения на стороне низшего напряжения подстанций, приведенные к напряжению обмотки высшего напряжения должны быть получены во второй главе.

Необходимое ответвление устройства РПН трансформатора выбирается из

условия:

$$U_{2\phi} = \frac{U_2'}{K_T} = U_{2ж},$$

где  $K_T$  – коэффициент трансформации, при котором фактическое напряжение на стороне НН трансформаторов равно желаемому напряжению.

Задача состоит в подборе номера ответвления РПН, при котором выполняется данное условие.

Целесообразно определить фактическое напряжение на шинах низшего напряжения подстанции при номинальном коэффициенте трансформатора, т.е. когда РПН установлено на нулевом ответвлении.

Фактическое напряжение определяется по формуле:

$$U_{2\phi} = \frac{U_2'}{K_{T-НОМ}} = \frac{U_2'}{U_{ВНОМ} / U_{ННОМ}}.$$

Результаты расчета фактического напряжения на вторичной стороне ПС приводятся в табл. 2.15.

Таблица 2.15 - Фактическое напряжение на вторичной стороне ПС без РПН

ПС	$U_2'$ кВ	$U_{ВНОМ Т'}$ кВ	$U_{ННОМ Т'}$ кВ	$K_{ТНОМ}$	$U_{2ж}$ кВ	$U_{2\phi}$ кВ	$\delta U$ %
А							
...							
...							

На основании данных приведенной таблицы делается вывод о достаточности  $K_{\text{дм}}$  для обеспечения желаемого уровня напряжения.

Порядок расчета необходимого ответвления изложен ниже:

$$U_{\text{отв р}} = \frac{U_2' \cdot U_{2НОМ Т}}{U_{2ж}}.$$

По рассчитанному напряжению ответвления подбирается номер ответвления:

$$n_{\text{отв}} = \frac{U_{\text{отв р}} - U_{В-НОМ}}{\Delta U_{\text{ст}} [\text{кВ}]},$$

$$\text{где } \Delta U_{\text{ст}} [\text{кВ}] = \frac{\Delta U_{\text{ст}} [\%]}{100} \cdot U_{B-\text{НОМТ}}.$$

По рассчитанному номеру ответвления подбирают номер стандартного ответвления ( $n_{\text{н\ddot{o}}}$ ), для которого определяют величину напряжения ответвления

$$U_{\text{отв ст}} = U_{B-\text{НОМ}} + n_{\text{ст}} \cdot \Delta U_{\text{ст}} [\text{кВ}].$$

Далее вычисляется фактический коэффициент трансформации

$$K_{\text{тф}} = \frac{U_{\text{отв ст}}}{U_{2\text{НОМТ}}},$$

и фактическое напряжение на вторичной стороне ППС при регулировании напряжения

$$U_{2\phi} = \frac{U_2'}{K_{\text{тф}}}.$$

Результаты расчета заносятся в табл. 2.16.

Таблица 2.16 - Выбор ответвлений РПН на трансформаторах ППС

ПС	$U_2',$ кВ	$U_{2\text{НОМТ}},$ кВ	$U_{2\text{ж}},$ кВ	$U_{\text{отв}},$ кВ	$n_{\text{отв}}$	$n_{\text{ст}}$	$U_{\text{отв ст}},$ кВ	$K_{\text{тф}}$	$U_{2\phi},$ кВ	$\delta U,$ %
А										
...										
...										

На основании результатов табл. 2.16 делается заключение об обеспечении требований ГОСТ в отношении обеспечения желаемого уровня напряжения, оценивается погрешность в достижении  $U_{2\text{ж}}$  по величине  $\delta U$  и критерию (см. п.2.3.4) и достаточность регулировочного диапазона трансформаторов.

#### 2.4.3 Расчет исследуемых режимов с использованием программного обеспечения

Для реализации задачи расчета режима использовать программное обеспечение DigSilent PowerFactory (для студентов очной формы обучения) и UREGIM (для студентов заочной формы обучения).

Сравнивая результаты расчета режима сети до и после мероприятия необходимо оценить на сколько изменяются потери мощности при реализации того или иного мероприятия:

$$\delta P = \Delta P - \Delta P^{KY}; \quad \delta P\% = \frac{\delta P}{\Delta P} \cdot 100$$

где  $\Delta P, \Delta P^{KY}$  - потери мощности в элементе сети до и после установки КУ соответственно.

Полученные результаты свести в сопоставительные таблицы типа табл. 2.17.

Таблица 2.17 - Оценка уменьшения потерь мощности при «мероприятии»

Наименование потерь	$\Delta P$	$\Delta P^{\text{меропр}}$	$\delta P$	
	МВт	МВт	МВт	%
Всего				
из них				
- в ЛЭП				
- в тр-рах ПС				
в том числе				
- в стали				
- в меди				

Оценку влияния того или иного мероприятия можно выполнить, сопоставив величины напряжений в узлах сети до и после реализации мероприятия (без учета регулирования напряжения при помощи устройств РПН). Для этого необходимо выполнить расчеты фактических напряжений на стороне низшего напряжения подстанций при использовании номинального коэффициента трансформации трансформатора. Для наглядности при сопоставлении результатов следует заполнить табл. 2.18.

Таблица 2.18 - Оценка влияния «мероприятия» на напряжения в узлах сети

Режим	Параметр	Наименование ППС				
		А	Б	В	Г	Д
Базовый	$U_{2\text{ж}}, \text{кВ}$					
	$U_{2\text{ф}}, \text{кВ}$					
	$\delta U, \%$					
«Мероприятие»	$U_{2\text{ф}}, \text{кВ}$					
	$\delta U, \%$					

По полученным результатам необходимо сделать выводы.

Также ряд мероприятий может повлиять на величину реальной (рабочей) плотности тока. Ее нужно оценить. Потери мощности в ЛЭП зависят от активного сопротивления  $R$ , а, следовательно, от сечения провода  $F$ . При проектировании сечения проводов выбираются по экономической плотности

тока ( $j_{\text{ЭК}}, \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ ). Эта плотность обеспечивает минимум приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию сетей. Для проводов марки АС согласно [1, 5]  $j_{\text{ЭК}}$  изменяется от  $1,3 \dots 1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  в зависимости от величины  $T_{\text{М}}$ . Однако, исследования, проведенные рядом авторов [13-14], показывают, что при снижении плотности тока до  $0,8 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  потери мощности в распределительных сетях удастся снизить на 11%. Этой мерой не следует пренебрегать. Результаты оценки целесообразно привести в табл. 2.19.

Таблица 2.19 - Определение плотности тока на участках сети

Наим. участка	Марка провода	$j_{\text{ЭК}}, \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$	До мероприятия		После мероприятия	
			$I_{\text{уч}}, \text{А}$	$j, \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$	$I_{\text{уч}}, \text{А}$	$j, \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$
Участок 1						
...						
...						

По полученным результатам необходимо сделать выводы.

#### 2.4.4 Анализ ряда мероприятий по повышению эффективности функционирования замкнутых сетей

В замкнутых сетях причиной дополнительных потерь мощности в сети является неоднородность сети, возникающая при использовании на участках сети проводов различного сечения. В этом случае  $X_i / R_i \neq \text{const.}$ . Размер дополнительных потерь мощности определяется параметрами сети и параметрами режима, определяющих величину уравнильного тока  $I_{\text{ур}}$ .

Условием минимума потерь мощности в простой замкнутой сети является так называемое "экономическое" распределение мощности, которое находится только по активным сопротивлениям сети. Мощности головных участков определяются по формулам:

$$\underline{S}_{\text{ГОЛ1(2)}} = \frac{\sum_{j=1}^n \underline{S}_{PJ} \cdot R_{J-\text{ИП2(1)}}}{R_{\text{ИП1-ИП2}}}$$

Уравнильный ток и мощность определяются по формуле:



$$I_{yp} = \frac{\Delta \dot{E}}{\Sigma Z \cdot \sqrt{3}} ; \quad S_{yp} = \sqrt{3} \cdot I_{yp}^* \cdot U_{ип}^* .$$

Уменьшить потери мощности в замкнутой сети можно двумя способами:

- созданием дополнительных уравнивающих токов  $I_{\text{комп.ур}} = -I_{yp}$ , которые компенсируют уравнительную мощность, это равносильно регулированию потоков мощности в контуре (установка УПК или ЛР);
- изменение параметров сети путем замены проводов;
- размыканием пути протекания уравнивающего тока, путем деления замкнутого контура сети;

Первая группа мероприятий связана со значительными капитальными затратами на продольно-поперечное регулирование с помощью линейных регуляторов или уменьшения неоднородности сети за счет применения устройств продольной компенсации (УПК). Использование этих средств экономически оправдано в сетях с большой неоднородностью. Например, при параллельной работе сетей различных номинальных напряжений с большими транзитами мощности.

В распределительных сетях 110-35 кВ целесообразнее применение размыкания контуров. Однако и это мероприятие целесообразно только тогда, когда точки распределения мощностей при естественном и экономическом распределении не совпадают.

Для выяснения выгоды размыкания кольцевой участка сети сначала необходимо найти экономическое распределение мощности по формулам, а затем сделать размыкание сети на ПС с точкой экономического раздела мощности путем отключения выключателя в перемычке.

При размыкании сети необходимо рассмотреть два случая:

- сохранение экономического распределения мощности в ЛЭП сети и неравномерную загрузку трансформаторов на ПС с точкой раздела мощности;
- сохранение равномерной загрузки (половина от  $\underline{S}_M$ ) трансформаторов ПС с точкой раздела мощности и нарушение экономического распределения мощности в ЛЭП сети.

В обоих случаях нужно определить распределение мощности в ЛЭП сети с учетом потерь мощности. Поскольку при размыкании сети изменится загрузка только трансформаторов на ПС с точкой экономического раздела мощности, то необходимо рассчитать потери активной мощности в них с учетом изменения коэффициента загрузки каждого трансформатора.

На основании сравнения суммарных потерь мощности в кольцевом участке сети:

$$\Delta P_{\text{кол}} = \Delta P_{\text{лэп}} + \Delta P_{\text{тр } \Sigma}$$

при естественном и экономическом распределении мощности (два случая размыкания) делается вывод о целесообразности или нецелесообразности размыкания кольцевого участка сети

Для реализации мероприятия связанного с установкой УПК рекомендуется сначала выполнить расчет соотношений  $X_i / R_i$  на всех участках замкнутого участка сети, а затем оценить те участки, на которых целесообразно установить УПК (изменить значение индуктивного сопротивления, чтобы обеспечить  $X_i / R_i = \text{const}$  на всех участках сети).

Замену провода рекомендовать на участках с меньшим сечением, но таким образом, чтобы выполнялось условие однородности в замкнутой сети  $X_i / R_i = \text{const}$ .

#### 2.4.5 Расчет годовой экономии электроэнергии

Оценку рассмотренных мероприятий можно выполнить, рассчитав годовую экономию электроэнергии от каждого мероприятия. Расчет потерь электроэнергии выполняется на основе времени максимальных потерь. Результаты расчета приводятся в табл. 2.20.

Таблица 2.20 - Годовая экономия электроэнергии в сети

Мероприятия	Потери электроэнергии $\Delta W$ , МВт · ч		Экономия электроэнергии $\delta W$ , МВт · ч
	Без мероприятия	С мероприятием	
Установка КУ			
Размыкание кольцевого участка			
....			
...			
Итого			

По полученным результатам необходимо сделать выводы.

### 3 ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект оформляется в виде пояснительной записки объёмом 40-45 страниц, без приложений. Текст – используется стандартный шрифт «Times new roman» размещается на одной стороне листа формата А4 (210×297 мм). Страницы должны иметь четыре поля: слева - 25мм, справа – 10 мм, а сверху и снизу – не менее 20 мм. Для машинописных работ – шрифт основного текста должен иметь размер 14 пунктов. Междустрочный интервал – одинарный.

Каждый раздел курсового проекта рекомендуется начинать с новой страницы. Разделы (кроме введения и заключения) должны иметь порядковые номера, обозначенные арабскими цифрами без точки после цифры. Заголовки пишутся без переноса слов прописными буквами; точка в конце заголовка не ставится. Подразделы должны иметь порядковые номера в пределах каждого раздела. Подразделы нумеруют двумя цифрами – номером раздела и подраздела, разделёнными между собой точкой.

Расстояние между заголовками и последующим текстом должно быть 10 мм. Расстояние между последней строчкой текста и последующим заголовком – не менее 15 мм. Сокращение слов в тексте и подрисовочных надписях, как правило, не допускается. При необходимости применять сокращения должен быть приведен перечень принятых сокращений.

Формулы записываются в виде символов на середине строки. Значения каждого символа расшифровывается с новой строки в той последовательности, в которой они приведены в формуле.

Все иллюстрации (графики, схемы, чертежи) в тексте именуют рисунками и нумеруют в пределах раздела двумя цифрами номером раздела и через точку номером рисунка. После номера обязательно приводится подрисовочный заголовок. Ссылки на ранее приведенные рисунки дают сокращением слова «смотри» (*например: см. рисунок 3.2*).

Цифровой материал рекомендуется оформлять в виде таблиц. Таблицы нумеруют в пределах каждого раздела двумя цифрами: номером раздела и через точку номером таблицы (*например: см. таблица 2.1*). При переносе данных на следующую страницу в ее верхней части отмечается (*например: продолжение таблицы 2.1*) и повторяются все заголовки столбцов (строк).

Распечатки программ и расчётов, выполненных на ЭВМ, даются в виде приложений, их размещают в конце работы. Каждое приложение должно начинаться с нового листа с указанием сверху по центру слова «Приложение» и иметь обозначение, например: А, Б, В и т.д., а также заголовок (название).

#### 4 ОФОРМЛЕНИЕ ГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Курсовой проект предполагает наличие пояснительной записки и графического материала. Графический материал оформляется в виде приложения на нескольких листах формата А4.

Содержание листов графического материала. Обязательно должна быть представлена принципиальная схема исследуемой сети (базовый вариант). На подробной принципиальной схеме участка электрической сети должны быть указаны параметры линий, основная коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители, ячейки КРУ), типы трансформаторов и схем соединений их обмоток, основная автоматика (АПВ, АВР). Может также быть в дополнение представлена принципиальная схема сети после реализации ряда мероприятий (наиболее удачных, по мнению студента). Кроме этого обязательным является граф сети с указанием результатов расчета установившегося режима максимальных нагрузок для базового режима. Также необходимо привести, в табличном виде реализацию предложенных мероприятий по повышению эффективности функционирования данной сети (см. табл. 2.16, 2.19).

Примеры участка сети и типовые ПС для представления на принципиальной схеме приведены на рис. 4.1- 4.3.

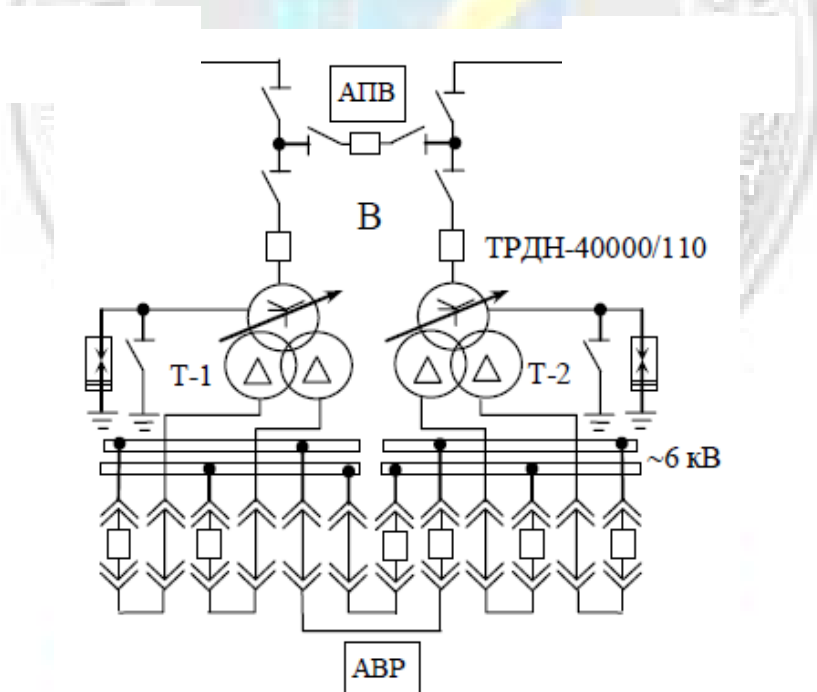


Рисунок 4.1 – Представление на принципиальной схеме ПС с трансформаторами при расщеплении обмотки низкого напряжения в замкнутой сети

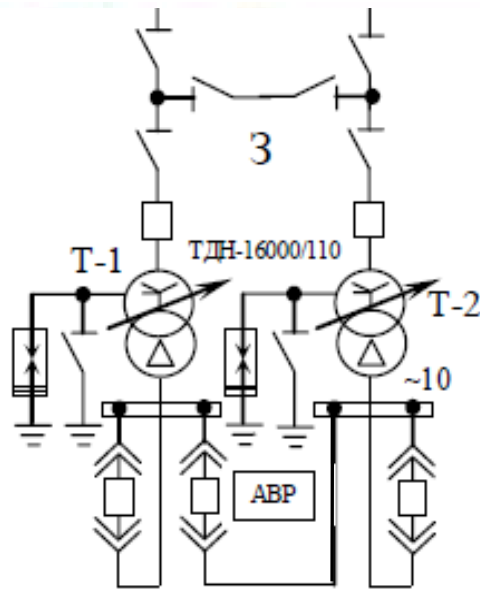


Рисунок 4.2 – Представление на принципиальной схеме ПС с двухобмоточными трансформаторами в магистрально-радиальной сети

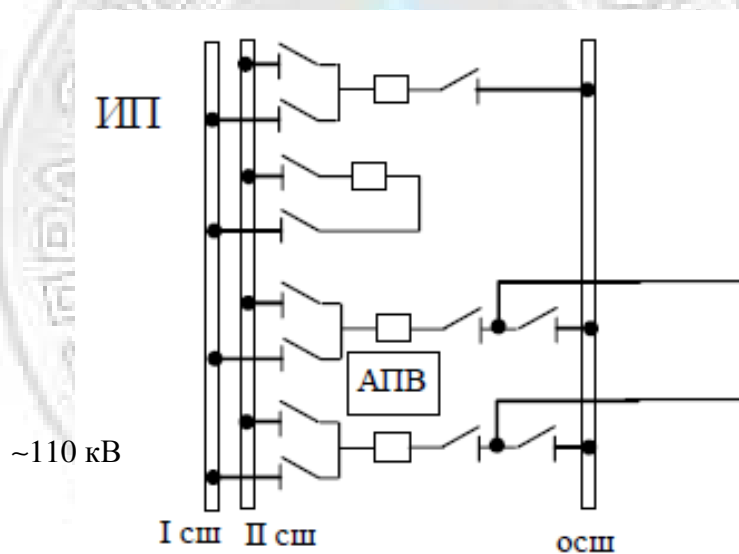


Рисунок 4.3 – Представление на принципиальной схеме ИП



## ЛИТЕРАТУРА

1. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учеб. для вузов. - Москва : Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
2. Электрические системы и сети / Н. В. Буслова [и др.] ; под ред. Г. И. Денисенко. - Київ : Вища шк., 1986. - 584 с.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. - Москва : Высш. шк., 1986. - 430 с.
4. PowerFactory. Руководство пользователя. DIGSILENT PowerFactory Версия 14.0. Gomaringen [Электронный ресурс]. - Germany, сент., 2011. - Режим доступа : <http://www.digsilent.de/>. - Загл. с экрана.
5. Правила устройства электроустановок. - 3-е изд., перераб. и доп. – Харьков : Форт, 2011. – 736 с.
6. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. – Москва : Энергия, 1974. – 72 с.
7. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей / сост.: П. И. Анастасиев [и др.] ; под ред. Я. М. Большама [и др.]. - 2-е изд., перераб. и доп.. – Москва : Энергия, 1974. – 696 с.
8. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : справ. материалы для курс. и диплом. проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Москва : Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич [и др.] ; под. ред. С. С. Рокотяна, М. М. Шапиро. - 3-е изд., перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 1985. - 349 с.
10. Справочник по проектированию электрических сетей / Под. ред. С.С. Д.Л. Файбисовича. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с.
11. Справочник по электроустановкам высокого напряжения / под ред. Н. А. Баумштейна, М. В. Хомякова. - Москва : Энергоатомиздат, 1981. - 656 с.
12. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети : учебник / А. В. Лыкин. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2017. – 363 с.
13. Лыкин, А. В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях: учебное пособие / А. В. Лыкин. - Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. - 115 с.
14. Ананичева, С. С. Модели развития электроэнергетических систем : учебное пособие / С. С. Ананичева, П. Е. Мезенцев, А. Л. Мызин ; под редакцией П. И. Бартоломей. - Екатеринбург : Уральский федеральный университет, ЭБС АСВ, 2014. - 148 с.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходные данные к курсовому проекту

Таблица А.1 – Исходные данные для сети напряжением 110 кВ

N варианта	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	Нагрузка в узлах $P_M + jQ_M$ , МВА				
		А	Б	В	Г	Д
1	110	15+j9,3	12+j8	23+j12	6+j4	7+j3
2	110	15+j7	10+j4	12+j3	20+j10	16+j8
3	110	25+j14	19+j9,3	17+j6	15+j6,5	10+j6,3
4	110	20+j10	30+j8	6+j2	31+j20	18+j13
5	110	16+j4	15+j10,5	25+j12	10+j3,7	7,5+j2,4
6	110	20+j9	15+j8	22+j14	32+j18	20+j10,5
7	110	26+j15	16,4+j11	13+j9,5	9+j4,2	6+j3,5
8	110	26,2+j12	17,7+j10	11+j6,5	21+j7,5	12+j6,8
9	110	10+j8	7+j5,5	24+j13	15+j8,9	19+j12,5
10	110	10,2+j6	18+j12	25+j13,5	20+j8,6	32+j14,2
11	110	15+j7	9+j5,5	20+j16,5	24+j16	9+j3,5
12	110	26+j12,5	33,7+j20	12+j4,8	15,8+j9	30+j18,3
13	110	12+j9	6+j4,5	8+j6	21+j8	20+j7,3
14	110	30,8+j17	20,4+j7	16+j10,3	40+j25	24,6+j8
15	110	24+j7,5	10+j6	12+j9,5	18+j10	7,5+j3,5
16	110	21+j15,7	15,6+j9	12+j7,4	20+j10,7	14+j8,4
17	110	19,6+j17	16+j6,5	26+j13	25,5+j16	16+j7
18	110	24+j16,5	19+j11	15+j10,6	18+j5,8	37+j15
19	110	16,2+j9	12+j3,5	11+j5,5	5,5+j3,2	26+j12
20	110	16+j6,5	25+j17,5	18+j7	21+j14,5	12+j6,3
21	110	16+j8,7	14+j7,5	18+j7	20+j8	11+j5,5
22	110	18+j6,4	9,2+j5,7	11,4+j5	29+j17	15+j6,9
23	110	13+j8	8+j5	25+j11	28+j18	19+j6
24	110	12+j4,8	20+j8,3	14+j5,6	25+j12,7	32+j18,4
25	110	20+j15,6	18+j7	12+j8,5	7,5+j3,4	20+j11
26	110	15+j9,3	10+j3,8	17+j5,8	21+j16	7+j3,5
27	110	13,8+j8	9,4+j5	17,5+j7	22+j14	26+j12
28	110	10,5+j5	7+j4,5	11+j6	9+j4,7	20+j14
29	110	30+j17	20+j6,5	16+j10	38+j23	24+j9
30	110	10+j4,8	17,3+j12	25+j16	15+j7	12+j6,4

Продолжение табл. А.1

N варианта	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	Нагрузка в узлах $P_M + jQ_M$ , МВА				
		А	Б	В	Г	Д
31	110	14+j8	13+j7	20+j11	7+j5	6,5+j3
32	110	13+j6	11+j5	13+j6,5	21+j7	14+j5,8
33	110	22+j13	18+j8	15+j7	13+j6	11+j5
34	110	18+j12	27+j8	7+j4	30+j19	16,5+j13
35	110	14+j7,3	12+j8	25+j11	6+j4	8+j4
36	110	15+j7	10+j4	12+j5	20+j10	14,5+j8
37	110	21+j14	19+j9,3	16+j7	15+j6,5	11+j6,3
38	110	19+j10,5	30+j8	6,5+j3	31+j20	17+j10
39	110	15+j6	15+j10,5	26+j11	10+j3,7	7,5+j4,4
40	110	28,5+j9	15,3+j7	22+j12	32+j19	21+j10,5
41	110	26,7+j14	16,4+j10	12+j9,5	9+j6,2	6,5+j3,5
42	110	24,2+j12	17,7+j9,6	11+j6,5	20,3+j7,5	12+j6,1
43	110	11,5+j8	7+j5,9	24+j13	13+j8,9	19+j12
44	110	9,2+j6	18+j10,4	25+j13,5	19+j8,6	32+j14,5
45	110	13,5+j7	9+j5,7	20+j16,5	22,5+j16	9+j3,7
46	110	24,3+j12,5	33,7+j19	12+j4,8	14,8+j9	30+j17,3
47	110	12+j9	6,7+j4,5	8+j6,5	21+j8	18,5+j7,3
48	110	30,8+j17	19,4+j7	16+j9,3	40+j25	22,6+j8
49	110	24+j7,5	11+j6	12+j7,5	18+j10	9,5+j3,5
50	110	21+j15,7	14,6+j9	12+j6,4	20+j10,7	12+j8,4
51	110	19,6+j17	16,7+j6,5	26+j12	25,5+j16	14+j7
52	110	24+j14,5	19+j11	16+j10,6	18+j5,8	37+j15
53	110	16,2+j8	12+j3,5	10+j5,5	5,5+j3,2	24+j12
54	110	16+j7,5	25+j17,5	16+j7	21+j14,5	11+j6,3
55	110	16+j6,7	14+j7,5	17+j7	20+j8	9+j5,5
56	110	18+j8,4	9,2+j5,7	12,4+j5	29+j17	12+j6,9
57	110	13+j8	8,6+j5	25+j11	28+j16	19+j6
58	110	12+j4,8	18+j8,3	14+j5,6	25+j14,7	32+j18,4
59	110	20+j15,6	16+j7	12+j8,5	7,5+j3,9	20+j11
60	110	15+j9,3	12+j3,8	17+j5,8	21+j14	7+j3,5
61	110	13,8+j8	9,8+j5	17,5+j7	22+j11	26+j12

Таблица А.2- Сведения об узлах с нагрузкой

Вариант	Узел А				Узел Б				Узел В				Узел Г				Узел Д			
	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра
1	е	6	I	ТДН-16000	н	10	II	ТДН-10000	а	6	I	ТДН-16000	з	10	II	ТМН-6300	р	10	II	ТМН-6300
2	г	6	I	ТДН-10000	ж	10	II	ТДН-10000	и	10	II	ТДН-10000	е	6	I	ТДН-16000	б	6	I	ТДН-10000
3	г	6	I	ТРДН-25000	е	6	I	ТДН-16000	о	10	II	ТДН-10000	з	10	II	ТДН-16000	ж	10	II	ТДН-10000
4	а	6	I	ТДН-16000	д	6	I	ТДН-16000	о	10	II	ТМН-6300	з	10	II	ТРДН-25000	н	10	II	ТДН-16000
5	м	6	I	ТДН-16000	Л	10	II	ТДН-16000	е	6	I	ТРДН-25000	н	10	II	ТДН-16000	и	10	II	ТМН-6300
6	г	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТДН-10000	р	10	II	ТРДН-25000	а	6	I	ТРДН-25000	ж	10	II	ТДН-16000
7	е	6	I	ТРДН-25000	а	6	I	ТДН-16000	г	6	I	ТДН-16000	ж	10	II	ТДН-10000	л	10	II	ТМН-6300
8	е	6	I	ТРДН-25000	з	10	II	ТДН-10000	м	6	I	ТДН-10000	и	10	II	ТРДН-16000	к	10	II	ТДН-10000
9	и	10	II	ТДН-10000	л	10	II	ТМН-6300	е	6	I	ТРДН-25000	п	10	II	ТДН-10000	к	10	II	ТДН-16000
10	к	10	II	ТДН-10000	и	10	II	ТДН-16000	р	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000	е	6	I	ТРДН-40000
11	п	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТМН-6300	г	6	I	ТДН-16000	е	6	I	ТРДН-25000	н	10	II	ТМН-6300
12	р	10	II	ТРДН-25000	о	10	II	ТРДН-40000	б	6	I	ТДН-10000	г	6	I	ТДН-16000	и	10	II	ТРДН-32000
13	и	10	II	ТДН-16000	з	10	II	ТМН-6300	н	10	II	ТДН-10000	ж	10	II	ТДН-16000	д	6	I	ТРДН-25000
14	ж	10	II	ТРДН-25000	е	6	I	ТРДН-25000	а	6	I	ТДН-16000	з	10	II	ТРДН-40000	б	6	I	ТДН-16000
15	г	6	I	ТРДН-25000	и	10	II	ТДН-10000	л	10	II	ТДН-10000	е	6	I	ТДН-16000	м	6	I	ТМН-6300
16	и	10	II	ТДН-16000	п	10	II	ТДН-16000	р	10	II	ТДН-10000	в	10	II	ТРДН-25000	з	10	II	ТДН-16000
17	о	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000	г	6	I	ТРДН-25000	б	6	I	ТРДН-25000	е	6	I	ТДН-16000
18	о	10	II	ТРДН-25000	з	10	II	ТДН-16000	г	6	I	ТДН-10000	г	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТРДН-25000
19	г	6	I	ТРДН-25000	н	10	II	ТДН-10000	ж	10	II	ТДН-10000	и	10	II	ТМН-6300	е	6	I	ТРДН-25000
20	з	10	II	ТДН-16000	р	10	II	ТРДН-25000	а	6	I	ТДН-16000	в	10	II	ТДН-16000	о	10	II	ТДН-10000
21	е	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТДН-10000	н	10	II	ТДН-10000	ж	10	II	ТДН-16000	б	6	I	ТДН-10000
22	к	10	II	ТДН-10000	п	10	II	ТДН-10000	р	10	II	ТДН-10000	г	6	I	ТРДН-25000	е	6	I	ТДН-16000

Продолжение табл. А.2

Вариант	Узел А				Узел Б				Узел В				Узел Г				Узел Д			
	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра
23	а	6	I	ТДН-10000	з	10	II	ТМН-6300	г	6	I	ТДН-16000	к	10	II	ТРДН-25000	н	10	II	ТДН-16000
24	е	6	I	ТДН-10000	и	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000	г	6	I	ТРДН-25000
25	е	6	I	ТДН-16000	и	10	II	ТДН-16000	р	10	II	ТДН-16000	н	10	II	ТМН-6300	г	6	I	ТРДН-25000
26	е	6	I	ТДН-10000	а	6	I	ТДН-10000	м	6	I	ТДН-16000	г	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТМН-6300
27	е	6	I	ТДН-16000	ж	10	II	ТМН-6300	е	6	I	ТДН-16000	и	10	II	ТРДН-25000	и	10	II	ТРДН-25000
28	к	10	II	ТДН-10000	з	10	II	ТДН-10000	р	10	II	ТДН-10000	п	10	II	ТМН-6300	н	10	II	ТРДН-25000
29	п	10	II	ТРДН-25000	о	10	II	ТДН-10000	л	10	II	ТДН-16000	к	10	II	ТРДН-25000	ж	10	II	ТРДН-25000
30	р	10	II	ТМН-6300	и	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТРДН-25000	а	6	I	ТДН-10000	д	6	I	ТДН-10000
31	а	6	I	ТДН-16000	з	10	II	ТДН-10000	е	6	I	ТДН-16000	в	10	II	ТМН-6300	р	10	II	ТМН-6300
32	м	6	I	ТДН-16000	д	6	I	ТДН-16000	о	10	II	ТМН-6300	з	10	II	ТРДН-25000	н	10	II	ТДН-16000
33	г	6	I	ТРДН-25000	а	6	I	ТДН-16000	н	10	II	ТДН-10000	к	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000
34	е	6	I	ТДН-16000	д	6	I	ТДН-16000	н	10	II	ТМН-6300	н	10	II	ТРДН-25000	е	6	I	ТДН-16000
35	е	6	I	ТДН-16000	н	10	II	ТДН-10000	а	6	I	ТДН-16000	з	10	II	ТМН-6300	р	10	II	ТМН-6300
36	г	6	I	ТДН-10000	ж	10	II	ТДН-10000	и	10	II	ТДН-10000	е	6	I	ТДН-16000	б	6	I	ТДН-10000
37	г	6	I	ТРДН-25000	е	6	I	ТДН-16000	о	10	II	ТДН-10000	з	10	II	ТДН-16000	ж	10	II	ТДН-10000
38	а	6	I	ТДН-16000	д	6	I	ТДН-16000	о	10	II	ТМН-6300	з	10	II	ТРДН-25000	н	10	II	ТДН-16000
39	м	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТДН-16000	е	6	I	ТРДН-25000	н	10	II	ТДН-16000	и	10	II	ТМН-6300
40	г	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТДН-10000	р	10	II	ТРДН-25000	а	6	I	ТРДН-25000	ж	10	II	ТДН-16000
41	е	6	I	ТРДН-25000	а	6	I	ТДН-16000	г	6	I	ТДН-16000	ж	10	II	ТДН-10000	л	10	II	ТМН-6300
42	е	6	I	ТРДН-25000	з	10	II	ТДН-10000	м	6	I	ТДН-10000	и	10	II	ТРДН-16000	к	10	II	ТДН-10000
43	и	10	II	ТДН-10000	л	10	II	ТМН-6300	е	6	I	ТРДН-25000	п	10	II	ТДН-10000	к	10	II	ТДН-16000
44	к	10	II	ТДН-10000	и	10	II	ТДН-16000	р	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000	е	6	I	ТРДН-40000
45	п	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТМН-6300	г	6	I	ТДН-16000	е	6	I	ТРДН-25000	н	10	II	ТМН-6300

Продолжение табл. А.2

Вариант	Узел А				Узел Б				Узел В				Узел Г				Узел Д			
	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра
46	р	10	II	ТРДН-25000	о	10	II	ТРДН-40000	б	6	I	ТДН-10000	г	6	I	ТДН-16000	и	10	II	ТРДН-32000
47	и	10	II	ТДН-16000	з	10	II	ТМН-6300	н	10	II	ТДН-10000	ж	10	II	ТДН-16000	д	6	I	ТРДН-25000
48	ж	10	II	ТРДН-25000	е	6	I	ТРДН-25000	а	6	I	ТДН-16000	з	10	II	ТРДН-40000	б	6	I	ТДН-16000
49	г	6	I	ТРДН-25000	и	10	II	ТДН-10000	л	10	II	ТДН-10000	е	6	I	ТДН-16000	м	6	I	ТМН-6300
50	и	10	II	ТДН-16000	п	10	II	ТДН-16000	р	10	II	ТДН-10000	в	10	II	ТРДН-25000	з	10	II	ТДН-16000
51	о	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000	г	6	I	ТРДН-25000	б	6	I	ТРДН-25000	е	6	I	ТДН-16000
52	о	10	II	ТРДН-25000	з	10	II	ТДН-16000	г	6	I	ТДН-10000	г	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТРДН-25000
53	г	6	I	ТРДН-25000	н	10	II	ТДН-10000	ж	10	II	ТДН-10000	и	10	II	ТМН-6300	е	6	I	ТРДН-25000
54	з	10	II	ТДН-16000	р	10	II	ТРДН-25000	а	6	I	ТДН-16000	в	10	II	ТДН-16000	о	10	II	ТДН-10000
55	е	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТДН-10000	н	10	II	ТДН-10000	ж	10	II	ТДН-16000	б	6	I	ТДН-10000
56	к	10	II	ТДН-10000	п	10	II	ТДН-10000	р	10	II	ТДН-10000	г	6	I	ТРДН-25000	е	6	I	ТДН-16000
57	а	6	I	ТДН-10000	з	10	II	ТМН-6300	г	6	I	ТДН-16000	к	10	II	ТРДН-25000	н	10	II	ТДН-16000
58	е	6	I	ТДН-10000	и	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000	г	6	I	ТРДН-25000
59	е	6	I	ТДН-16000	и	10	II	ТДН-16000	р	10	II	ТДН-16000	н	10	II	ТМН-6300	г	6	I	ТРДН-25000
60	е	6	I	ТДН-10000	а	6	I	ТДН-10000	м	6	I	ТДН-16000	г	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТМН-6300
61	е	6	I	ТДН-16000	ж	10	II	ТМН-6300	е	6	I	ТДН-16000	и	10	II	ТРДН-25000	и	10	II	ТРДН-25000
49	г	6	I	ТРДН-25000	и	10	II	ТДН-10000	л	10	II	ТДН-10000	е	6	I	ТДН-16000	м	6	I	ТМН-6300
50	и	10	II	ТДН-16000	п	10	II	ТДН-16000	р	10	II	ТДН-10000	в	10	II	ТРДН-25000	з	10	II	ТДН-16000
51	о	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000	г	6	I	ТРДН-25000	б	6	I	ТРДН-25000	е	6	I	ТДН-16000
52	о	10	II	ТРДН-25000	з	10	II	ТДН-16000	г	6	I	ТДН-10000	г	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТРДН-25000
53	г	6	I	ТРДН-25000	н	10	II	ТДН-10000	ж	10	II	ТДН-10000	и	10	II	ТМН-6300	е	6	I	ТРДН-25000
54	з	10	II	ТДН-16000	р	10	II	ТРДН-25000	а	6	I	ТДН-16000	в	10	II	ТДН-16000	о	10	II	ТДН-10000

Продолжение табл. А.2

Вариант	Узел А				Узел Б				Узел В				Узел Г				Узел Д			
	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра	Отрасль пром.	U <sub>2</sub> , кВ	Категор.	Тип Тр-ра
55	е	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТДН-10000	н	10	II	ТДН-10000	ж	10	II	ТДН-16000	б	6	I	ТДН-10000
56	к	10	II	ТДН-10000	п	10	II	ТДН-10000	р	10	II	ТДН-10000	г	6	I	ТРДН-25000	е	6	I	ТДН-16000
57	а	6	I	ТДН-10000	з	10	II	ТМН-6300	г	6	I	ТДН-16000	к	10	II	ТРДН-25000	н	10	II	ТДН-16000
58	е	6	I	ТДН-10000	и	10	II	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000	а	6	I	ТДН-16000	г	6	I	ТРДН-25000
59	е	6	I	ТДН-16000	и	10	II	ТДН-16000	р	10	II	ТДН-16000	н	10	II	ТМН-6300	г	6	I	ТРДН-25000
60	е	6	I	ТДН-10000	а	6	I	ТДН-10000	м	6	I	ТДН-16000	г	6	I	ТДН-16000	л	10	II	ТМН-6300
61	е	6	I	ТДН-16000	ж	10	II	ТМН-6300	е	6	I	ТДН-16000	и	10	II	ТРДН-25000	и	10	II	ТРДН-25000

Примечание к таблице А.2.

В табл. А.2 приняты обозначения следующих видов промышленности:

- |                                  |                                    |
|----------------------------------|------------------------------------|
| а – угледобыча;                  | и – станкостроение                 |
| б – нефтепереработка;            | к – автомобилестроение;            |
| в – торфоразработка;             | л – деревообрабатывающая;          |
| г – черная металлургия;          | м – целлюлозно-бумажная;           |
| д – цветная металлургия;         | н – легкая;                        |
| е – химия;                       | о – прядильно-ткацкая;             |
| ж – тяжелое машиностроение;      | п – печатные и отделочные фабрики; |
| з – ремонтно-механический завод; | р – пищевая.                       |



Таблица А.3 – Сведения о линиях электропередачи

№ ЛЭП	ЛЭП 1		ЛЭП 2		ЛЭП 3		ЛЭП 4		ЛЭП 5		ЛЭП 6		ЛЭП 7	
№ вар.	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км
1	АС-95/16	10	АС-70/11	6	АС-150/24	12	АС-70/11	6	АС-70/11	8	АС-95/16	15		
2	АС-120/19	10	АС-70/11	6	АС-70/11	7	АС-70/11	10	АС-70/11	17	АС-70/11	10	АС-95/16	25
3	АС-150/24	12	АС-70/11	8	АС-150/24	12	АС-70/11	5	АС-70/11	6	АС-120/19	15		
4	АС-150/24	12	АС-120/19	10	АС-120/19	10	АС-70/11	8	АС-70/11	14	АС-70/11	10	АС-185/29	6
5	АС-95/16	6	АС-70/11	4	АС-150/24	10	АС-70/11	8	АС-70/11	8	АС-95/16	15		
6	АС-185/29	20	АС-70/11	10	АС-120/19	16	АС-70/11	8	АС-70/11	10	АС-70/11	5	АС-185/29	17
7	АС-120/19	16	АС-70/11	9	АС-120/19	13	АС-70/11	6	АС-70/11	7	АС-150/24	12		
8	АС-185/29	17	АС-95/16	10	АС-95/16	5	АС-70/11	7	АС-70/11	11	АС-70/11	5	АС-120/19	22
9	АС-70/11	11	АС-70/11	5	АС-150/24	18	АС-70/11	12	АС-95/16	6	АС-185/29	10		
10	АС-185/29	15	АС-70/11	7	АС-150/24	20	АС-70/11	15	АС-70/11	12	АС-70/11	9	АС-150/24	20
11	АС-95/16	10	АС-70/11	7	АС-185/29	10	АС-70/11	6	АС-70/11	4	АС-150/24	15		
12	АС-240/32	14	АС-95/16	20	АС-120/19	12	АС-70/11	9	АС-70/11	14	АС-70/11	12	АС-150/24	18
13	АС-70/11	15	АС-70/11	9	АС-150/24	10	АС-95/16	6	АС-70/11	4	АС-150/24	14		
14	АС-240/32	16	АС-95/16	11	АС-120/19	8	АС-70/11	12	АС-70/11	15	АС-70/11	6	АС-185/29	15
15	АС-95/16	12	АС-70/11	8	АС-120/19	10	АС-70/11	7	АС-70/11	6	АС-95/16	14		
16	АС-150/24	9	АС-70/11	6	АС-95/16	4	АС-70/11	10	АС-70/11	11	АС-70/11	10	АС-120/19	15
17	АС-95/16	12	АС-70/11	6	АС-240/32	14	АС-70/11	9	АС-95/16	6	АС-185/29	18		
18	АС-185/29	23	АС-95/16	7	АС-120/19	9	АС-70/11	7	АС-70/11	10	АС-70/11	7	АС-240/32	17
19	АС-95/16	18	АС-70/11	12	АС-95/16	15	АС-70/11	6	АС-70/11	8	АС-150/24	18		
20	АС-185/29	18	АС-70/11	8	АС-150/24	8	АС-70/11	5	АС-70/11	18	АС-70/11	12	АС-95/16	12
21	АС-95/16	12	АС-70/11	8	АС-185/29	17	АС-70/11	6	АС-70/11	8	АС-120/19	13		
22	АС-120/19	9	АС-70/11	11	АС-70/11	8	АС-70/11	5	АС-70/11	14	АС-70/11	8	АС-150/24	12
23	АС-70/11	17	АС-70/11	12	АС-240/32	9	АС-120/19	5	АС-120/19	6	АС-185/29	18		
24	АС-120/19	16	АС-95/16	10	АС-95/16	11	АС-70/11	10	АС-70/11	14	АС-70/11	10	АС-185/29	15
25	АС-120/19	7	АС-70/11	5	АС-120/19	11	АС-70/11	8	АС-70/11	9	АС-150/24	14		

Продолжение таблицы А.3

№ ЛЭП	ЛЭП 1		ЛЭП 2		ЛЭП 3		ЛЭП 4		ЛЭП 5		ЛЭП 6		ЛЭП 7	
№ вар.	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км
26	АС-120/19	14	АС-95/16	10	АС-95/16	6	АС-70/11	11	АС-95/16	22	АС-70/11	14	АС-95/16	17
27	АС-70/11	16	АС-70/11	9	АС-240/32	15	АС-95/16	10	АС-70/11	12	АС-185/29	20		
28	АС-95/16	20	АС-70/11	12	АС-70/11	12	АС-70/11	5	АС-120/19	25	АС-70/11	10	АС-185/29	20
29	АС-150/24	18	АС-70/11	12	АС-120/32	21	АС-120/19	12	АС-120/19	10	АС-240/32	22		
30	АС-185/29	17	АС-70/11	8	АС-150/24	7	АС-95/16	8	АС-95/16	14	АС-70/11	8	АС-70/11	16
31	АС-120/19	15	АС-95/16	10	АС-150/24	12	АС-70/11	8	АС-70/11	10	АС-95/16	12		
32	АС-150/24	14	АС-70/11	10	АС-70/11	12	АС-70/11	9	АС-70/11	15	АС-70/11	12	АС-95/16	20
33	АС-150/24	20	АС-95/16	10	АС-120/19	14	АС-95/16	7	АС-70/11	8	АС-120/19	17		
34	АС-185/29	10	АС-120/19	12	АС-95/16	12	АС-70/11	9	АС-70/11	14	АС-70/11	12	АС-185/29	15
35	АС-95/16	15	АС-70/11	8	АС-150/24	12	АС-70/11	8	АС-70/11	16	АС-95/16	15		
36	АС-120/19	12	АС-70/11	9	АС-70/11	9	АС-70/11	12	АС-70/11	11	АС-70/11	10	АС-95/16	25
37	АС-150/24	22	АС-70/11	10	АС-150/24	12	АС-70/11	9	АС-70/11	13	АС-120/19	15		
38	АС-150/24	18	АС-120/19	12	АС-120/19	15	АС-70/11	10	АС-70/11	10	АС-70/11	10	АС-185/29	6
39	АС-95/16	12	АС-70/11	14	АС-150/24	13	АС-70/11	12	АС-70/11	11	АС-95/16	15		
40	АС-150/24	20	АС-70/11	10	АС-95/16	16	АС-70/11	8	АС-70/11	10	АС-70/11	5	АС-185/29	17
41	АС-150/24	16	АС-70/11	9	АС-95/16	13	АС-70/11	6	АС-70/11	7	АС-150/24	12		
42	АС-185/29	20	АС-95/16	10	АС-95/16	9	АС-70/11	7	АС-70/11	11	АС-70/11	7	АС-120/19	22
43	АС-70/11	10	АС-70/11	5	АС-150/24	14	АС-70/11	12	АС-95/16	6	АС-185/29	12		
44	АС-185/29	11	АС-70/11	7	АС-150/24	18	АС-70/11	15	АС-70/11	12	АС-70/11	13	АС-150/24	20
45	АС-95/16	10	АС-70/11	7	АС-185/29	12	АС-70/11	6	АС-70/11	4	АС-150/24	11		
46	АС-240/32	14	АС-95/16	20	АС-120/19	14	АС-70/11	9	АС-70/11	14	АС-70/11	14	АС-150/24	18
47	АС-95/16	15	АС-70/11	9	АС-150/24	10	АС-95/16	6	АС-95/16	4	АС-150/24	14		
48	АС-185/29	16	АС-95/16	11	АС-120/19	8	АС-70/11	12	АС-95/16	15	АС-70/11	6	АС-185/29	15
49	АС-120/19	12	АС-70/11	8	АС-120/19	10	АС-70/11	7	АС-95/16	6	АС-95/16	14		
50	АС-120/19	9	АС-70/11	6	АС-95/16	4	АС-70/11	10	АС-95/16	11	АС-70/11	10	АС-120/19	15

Продолжение таблицы А.3

№ ЛЭП	ЛЭП 1		ЛЭП 2		ЛЭП 3		ЛЭП 4		ЛЭП 5		ЛЭП 6		ЛЭП 7	
№ вар.	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км	Марка провода	L, км
51	АС-150/24	12	АС-70/11	6	АС-240/32	14	АС-70/11	9	АС-70/11	6	АС-185/29	18		
52	АС-185/29	23	АС-120/19	7	АС-120/19	9	АС-70/11	7	АС-70/11	11	АС-70/11	7	АС-240/32	17
53	АС-95/16	18	АС-95/16	12	АС-95/16	15	АС-70/11	6	АС-70/11	12	АС-150/24	18		
54	АС-185/29	18	АС-95/16	8	АС-150/24	8	АС-70/11	5	АС-70/11	15	АС-70/11	12	АС-95/16	12
55	АС-95/16	12	АС-95/16	8	АС-185/29	17	АС-70/11	6	АС-70/11	11	АС-120/19	13		
56	АС-120/19	9	АС-95/16	11	АС-70/11	8	АС-70/11	5	АС-70/11	16	АС-70/11	8	АС-150/24	12
57	АС-70/11	17	АС-70/11	12	АС-240/32	12	АС-120/19	5	АС-120/19	8	АС-185/29	18		
58	АС-120/19	16	АС-95/16	10	АС-95/16	7	АС-70/11	10	АС-70/11	12	АС-70/11	10	АС-185/29	18
59	АС-120/19	7	АС-70/11	5	АС-120/19	8	АС-70/11	8	АС-70/11	15	АС-150/24	14		
60	АС-120/19	14	АС-95/16	10	АС-95/16	10	АС-70/11	11	АС-95/16	17	АС-70/11	14	АС-95/16	19
61	АС-70/11	16	АС-70/11	9	АС-240/32	11	АС-95/16	10	АС-70/11	14	АС-185/29	20		

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Суточные графики нагрузок

Фактический график нагрузки может быть получен с помощью регистрирующих приборов, которые фиксируют изменения соответствующего параметра во времени. Перспективный график нагрузки потребителей определяется в процессе проектирования. Для его построения надо располагать прежде всего сведениями об установленной мощности электроприемников, под которой понимают их суммарную номинальную мощность:

$$P_{уст} = \Sigma P_{ном}, Вт$$

В практике эксплуатации обычно действительная нагрузка потребителей меньше суммарной установленной мощности. Это обстоятельство учитывается коэффициентами одновременности  $k_o$  и загрузки  $k_z$ .

$$P_{MAX} = k_{Cnp} \cdot \Sigma P_{ном}, Вт$$

где  $k_{Cnp}$  - коэффициент спроса для рассматриваемых потребителей.

Коэффициенты спроса определяются на основании опыта эксплуатации однотипных потребителей и приводятся в справочной литературе.

Кроме  $P_{MAX}$  для построения графика необходимо знать характер изменения нагрузки потребителя во времени, который при проектировании обычно определяется по типовым графикам (см. табл. Б.1-Б.2). Типовой график нагрузки строится по результатам исследования аналогичных действующих потребителей и приводится в справочной литературе. Несмотря на то, что нагрузки системы складываются из большого количества различных потребителей, полного выравнивания суммарного суточного, недельного, месячного, годового графиков не происходит.

Для удобства расчетов график выполняется ступенчатым. Наибольшая возможная за сутки нагрузка принимается за 100%, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени суток (см. табл. Б.1).

При известном  $P_{max}$  можно перевести типовой график в график нагрузки данного потребителя, используя соотношение для каждой ступени графика.

Кроме графиков активной нагрузки, используют графики реактивной нагрузки. Типовые графики реактивного потребления также имеют ординаты ступеней, %, абсолютного максимума (см. табл. Б.2).

Таблица Б.1 - Типовые суточные графики активной мощности отраслей промышленности, %

Промышленность	Время, час																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Автомобилестроение	72	60	46	46	40	47	42	80	90	96	84	76	80	90	95	80	62	72	76	76	72	76	82	72
Деревообрабатывающая	36	34	32	30	28	30	40	60	90	100	88	74	67	88	82	78	72	80	78	69	72	78	58	38
Легкая промышленность	38	36	36	36	34	36	50	88	100	100	94	90	94	94	90	91	94	94	88	94	90	75	44	42
Нефтепереработка	90	86	96	93	90	93	86	94	98	94	94	82	86	90	86	90	95	93	100	94	95	100	90	74
Печатные и отделочные фабрики	70	70	70	70	70	70	70	90	90	90	90	100	100	100	90	90	100	100	84	90	90	90	80	70
Пищевая	66	70	66	64	66	70	66	80	92	100	98	96	94	96	92	86	88	90	86	84	86	84	70	68
Прядильно-ткацкая	60	60	60	60	60	60	72	88	92	100	100	69	92	92	100	100	80	100	100	92	92	80	60	60
Ремонтно-механические заводы	33	33	33	33	33	33	33	80	100	100	95	80	50	70	90	83	75	80	90	83	100	95	65	52
Станкостроение	46	46	46	46	46	46	80	82	90	100	87	80	80	87	100	100	87	72	72	75	75	75	67	67
Торфоразработка	86	86	90	97	90	86	97	90	60	90	100	90	82	90	100	90	60	90	100	90	100	90	87	87
Тяжелое машиностроение	76	76	70	78	85	80	85	90	80	78	95	86	100	85	100	100	78	86	94	96	73	98	95	82
Угледобыча	80	80	80	80	80	83	83	83	83	93	93	93	93	93	93	93	83	83	100	100	100	90	90	80
Химия	98	90	90	90	98	98	98	98	100	100	95	92	92	92	95	100	100	92	92	90	90	92	92	92
Цветная металлургия	95	95	95	95	95	95	95	95	100	100	100	95	100	100	100	100	100	95	95	95	95	95	95	95
Целлюлозно-бумажная	80	80	80	80	80	80	100	100	100	100	100	100	100	100	100	90	95	95	95	85	95	95	95	95
Черная металлургия	82	82	82	82	82	82	100	100	100	100	100	90	90	90	90	96	96	96	93	93	82	82	82	82

Таблица Б.2 - Типовые суточные графики реактивной мощности отраслей промышленности, %

Промышленность	Время, час																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Автомобилестроение	80	80	70	70	62	70	66	90	94	96	90	100	90	94	95	97	62	82	86	86	82	86	90	86
Деревообрабатывающая	30	38	34	30	34	30	26	52	92	100	96	80	84	100	84	80	84	76	70	64	60	72	44	30
Легкая промышленность	20	16	16	12	10	10	16	72	94	90	86	80	100	96	80	92	92	86	76	80	86	76	40	20
Нефтепереработка	72	68	65	36	64	96	70	66	60	33	27	46	90	70	80	90	100	80	82	26	11	17	30	30
Печатные и отделочные фабрики	82	82	82	82	82	82	82	92	92	92	92	100	100	100	92	92	100	100	90	92	92	92	90	82
Пищевая	50	50	50	44	48	50	44	72	96	100	96	90	96	100	96	90	88	84	80	72	76	72	60	50
Прядильно-ткацкая	78	78	78	78	78	78	82	82	96	100	100	82	96	96	100	100	88	100	100	100	100	85	78	78
Ремонтно-механические заводы	57	57	57	57	57	57	57	85	100	100	95	80	70	85	95	93	88	93	96	93	100	95	80	70
Станкостроение	62	62	62	65	65	65	86	92	100	100	92	92	87	92	92	100	92	82	82	85	85	85	82	82
Торфоразработка	93	95	95	95	95	93	95	95	86	95	100	95	82	95	100	97	93	97	100	97	100	97	97	95
Тяжелое машиностроение	90	90	85	90	95	90	94	98	94	90	98	96	100	95	100	100	90	96	98	98	86	93	90	86
Угледобыча	83	83	83	83	83	86	86	86	86	96	96	96	96	96	96	96	90	90	100	100	100	93	93	86
Химия	93	93	93	98	98	98	98	98	100	100	98	95	95	95	100	100	100	95	95	92	92	95	95	95
Цветная металлургия	98	98	98	98	98	98	98	98	100	100	100	98	98	100	100	100	100	98	98	98	98	98	98	98
Целлюлозно-бумажная	90	90	90	90	90	90	100	100	100	100	90	100	100	100	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
Черная металлургия	93	93	93	93	93	93	93	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	90	90	90	90	90



# Кафедра Электрические системы

## МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к выполнению курсового проекта по дисциплине  
«Электрические системы и сети»

### Составители:

Гришанов Сергей Александрович – старший преподаватель кафедры  
«Электрические системы» ГОУВПО «ДОННТУ»;  
Ларина Инна Ивановна – кандидат технических наук, доцент кафедры  
электрических систем ГОУВПО «ДОННТУ».

### Ответственный за выпуск:

Полковниченко Дмитрий Викторович – заведующий кафедрой электрические  
системы ГОУВПО «ДОННТУ», кандидат технических наук, доцент.

ДОННТУ  
Донецк