Министерство образования и науки Луганской Народной Республики

ГОУ СПО ЛНР «Штэровский энергетический техникум»

Методические указания

по выполнению курсового проекта

по дисциплине (В)ОП.15 «Электрические сети электрических систем»

специальности 13.02.03 «Электрические станции, сети и системы»

|  |  |
| --- | --- |
| Рассмотрено и одобрено на заседании цикловой комиссии \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_дисциплинПротокол № от " " 2020г.Председатель ЦМК\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (подпись) (инициалы, фамилия) | Составлено преподавателем  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (подпись) (инициалы, фамилия) " " 2020г. |

г. Миусинск, 2020 г.

**Курсовое проектирование**

**Задание на курсовое проектирование выдается во 4 семестре**

Требования к объему и содержанию курсового проекта, приведенные в типовом бланке задания, разработанном электротехнической комиссией по специальности: 13.02.03 «Электрические системы и сети».

Курсовой проект является для студентов самостоятельной работой, где они должны обобщить полученный знания и применить их. При решении технических вопросов. Весь курсовой проект состоит из 4 разделов. Для успешного её выполнения большое значение имеет вводная лекция, на которой руководитель разъясняет значение проектирования, раскрывает сущность и объём задания, определяет требования к оформлению чертежей и рекомендует список литературы.

Цель настоящего пособия - помочь студентам определить последовательность работы над курсовым проектом и дать методические рекомендации по решению технических вопросов, вызывающих наибольшие трудности.

Для определения единых требований к объёму курсового проекта и содержанию курсового проекта задание студентам выдаётся на типовом бланке, разработано опорной методической комиссией. Студенты при выполнении курсового проекта должны руководствоваться Стандартом Штэровского энерготехникума. Выполненный студентами курсовой проект в дальнейшем будет использован, при выполнении дипломного проекта.

Работа выполняется с помощью компьютера и принтера, должна быть напечатана шрифтом Times New Roman, размер шрифта 14, интервал между строками – 1,15. Параметры абзаца: первая строка (красная) – отступление 1,25 см. Для основного текста: левая граница абзаца – 0, правая граница – 0. Абзацное отступление должно быть одинаковым во всем тексте работы. Основной текст контрольной работы выравнивается по ширине листа.

Все страницы нумеруются, кроме первой, титульной страницы.

Защищать курсовой проект студентами рекомендуется в присутствии всей группы, где выступая, они обосновывают принятые технические решения, что способствует приобретению навыков для защиты дипломного проекта.

Курсовой проект предусматривает разработку районной электрической сети, а также расчет режимов работы этой сети.

Требования к объему и содержанию курсового проекта, приведенные в типовом бланке задания, разработанной электротехнической комиссией по специальности 13.02.03 «Электрические станции, сети и системы».

1. **ПРИМЕРНЫЕ ТЕМЫ КУРСОВЫХ ПРОЕКТОВ**

**«ПРОЕКТ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ПОДСТАНЦИЯМИ»**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вариант | НаименованиеУзла | Тм,ч. | Категория надёжности | Uном,кВ | Нагрузка в максимальном режиме |
| Р*м*, МВт | Qм, МВар |
| 1 | 1 | 5200 | І | 10 | 27 | 7 |
| 2 | 6000 | І | 10 | 25 | 10 |
| 2 | 1 | 6200 | І | 10 | 30 | 11 |
| 2 | 5100 | І | 10 | 16 | 8,9 |
| 3 | 1 | 7100 | І | 10 | 38 | 12,5 |
| 2 | 6800 | І | 10 | 25 | 18 |
| 4 | 1 | 5300 | І | 10 | 45 | 31,4 |
| 2 | 6500 | І | 10 | 30 | 24 |
| 5 | 1 | 1000 | І | 10 | 42 | 15 |
| 2 | 7100 | І | 10 | 25 | 12 |
| 6 | 1 | 6900 | І | 10 | 24 | 8,7 |
| 2 | 5200 | І | 10 | 21 | 13,5 |
| 7 | 1 | 5560 | І | 10 | 32 | 22,5 |
| 2 | 5400 | І | 10 | 22 | 11,8 |
| 8 | 1 | 6950 | І | 10 | 20 | 10 |
| 2 | 5200 | І | 10 | 22 | 15 |
| 9 | 1 | 5900 | І | 10 | 35 | 29 |
| 2 | 6800 | І | 10 | 50 | 32,3 |
| 10 | 1 | 7000 | І | 10 | 30 | 9,8 |
| 2 | 6900 | І | 10 | 25 | 7,3 |
| 11 | 1 | 6700 | І | 10 | 25 | 10 |
| 2 | 7400 | І | 10 | 45 | 23 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 12 | 1 | 6800 | І | 10 | 52 | 38 |
| 2 | 5400 | І | 10 | 35 | 22,6 |
| 13 | 1 | 5500 | І | 10 | 40 | 21,6 |
| 2 | 7300 | І | 10 | 45 | 17,8 |
| 14 | 1 | 6950 | І | 10 | 25 | 17,5 |
| 2 | 6300 | І | 10 | 30 | 9,8 |
| 15 | 1 | 7100 | І | 10 | 41 | 27,9 |
| 2 | 5300 | І | 10 | 38 | 16,2 |
| 16 | 1 | 5250 | І | 10 | 23 | 15 |
| 2 | 5700 | І | 10 | 34 | 11 |
| 17 | 1 | 6000 | І | 10 | 38 | 17,3 |
| 2 | 6500 | І | 10 | 50 | 16,4 |
| 18 | 1 | 7150 | І | 10 | 35 | 13,8 |
| 2 | 5000 | І | 10 | 30 | 18,6 |
| 19 | 1 | 5500 | І | 10 | 34 | 18 |
| 2 | 7500 | І | 10 | 36 | 15,3 |
| 20 | 1 | 6000 | І | 10 | 22 | 8,5 |
| 2 | 5000 | І | 10 | 17 | 9,2 |

1 АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

По заданию дано 2 узла нагрузки.

На рисунке 1.1 представляем ситуационный план проектируемой сети с указанием максимальных нагрузок потребителей и выполненном в масштабе 1:

По заданию на ПС установлен 3-х обмоточный трансформатор. Сведения об узлах нагрузки представлены в таблице 1.1. Потребители расположены в четвёртом районе по гололёду.

Рисунок 1.1 - Ситуационный план района проектируемой сети.

Таблица 1.1 - Сведения об узлах нагрузки

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НаименованиеУзла | Тм,ч. | Категория надёжности | Uном,кВ | Нагрузка в максимальном режиме |
| Рм, МВт | Qм, МВар |
| 1 |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |

# 2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Разработка вариантов схем электроснабжения

Для выявления оптимального варианта проектируемой электросети составляется достаточное количество рассматриваемых вариантов.

Делаем выкопировки из ситуационного плана и на них наносим возможные варианты соединения узлов нагрузки. В каждом варианте показываем количество выключателей (рис 2.1). Длины всех участков сети образующей схему приводятся в сопровождающей рисунок таблице.

2.2 Расчёт натуральных показателей сравниваемых вариантов

Натуральные показатели являются эквивалентом капитальных вложений. Они включают в себя длину ЛЭП и количество выключателей. Из всех предлагаемых вариантов выбираем 2 варианта на основе натуральных показателей для дальнейших технико-экономических расчётов. Длину линий вычисляем с учётом коэффициента Кц определяемого конструктивным исполнением опор:

lл = Кц · lуч.

Коэффициент Кц для замкнутых сетей принимается равным 1, т.к. в этом случае участки ЛЭП между узлами выполняются одноцепными опорами. Для разомкнутых резервированных схем Кц зависит от категорийности электроприёмников в узлах нагрузки. Так как у нас электрически связанная схема предназначена для потребителей разных категорий, то для потребителей первой категории Кц = 2 линия выполняется на двух одноцепных опорах, а для потребителей второй категории Кц = 1,6 линия выполняется на двухцепных опорах.

Для сопоставления вариантов выразим количество выключателей в эквивалент длины ЛЭП. Ориентировочно будем считать, что стоимость 1 выключателя равна стоимости 3 км линии:

1экв = 3nв,

где nв - количество выключателей.

Тогда натуральный суммарный показатель выразим как сумму:

lΣ = lлΣ + lэкв

 Результаты расчетов натуральных показателей заносим в таблицу 2.1

 Таблица 2.1– Натуральные показатели сравниваемых вариантов

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Вариант | 1лΣ | Nв | 1экв | lΣ |
| а |  |  |  |  |
| б |  |  |  |  |
| в |  |  |  |  |
| г |  |  |  |  |

На основании результатов таблицы 2.1 выбираем два варианта с наименьшими показателями.

2.3 Расчёт предварительного потокораспределения

Находим потокораспределение намеченных вариантов без учёта потерь.

В разомкнутых сетях потокораспределение находят по первому закону Кирхгофа. В замкнутых сетях потокораспределение находят в предположении, что они выполнены проводами одного сечения, т.е. по длинам линий. Потоки активной и реактивной мощности на первых головных участках кольцевой сети определяем по формулам:



|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| а)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование участка | lуч.,км. | lл.,км. |
| ИП – 1 |  |  |
| ИП – 2 |  |  |
| 1 – 2 |  |  |
| Итого  |  |

 | б)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование участка | lуч.,км. | lл.,км. |
| ИП – 1 |  |  |
| 1 – 2 |  |  |
| Итого  |  |

 |
| в)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование участка | lуч.,км. | lл.,км. |
| ИП – 1' |  |  |
| 1' – 1 |  |  |
| 1' – 2 |  |  |
| Итого  |  |

 | г)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование участка | lуч.,км. | lл.,км. |
| ИП – 1 |  |  |
| ИП – 2 |  |  |
| Итого  |  |

 |
| Рисунок 2.1–Варианты схемы питания потребителей |

На остальных участках сети потокораспределение находим по первому закону Кирхгофа.

1

2

2

ИП

ИП

1

ИП'

### Рисунок 2.2 – Потокораспределение в схемах вариантов

2.4 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение в сети определяем по формуле Стилла



 где l – длина участка, км;

 Р – мощность передаваемая по одной цепи, МВт.

 

Результаты расчётов и выбора номинального напряжения заносим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Выбор номинального напряжения

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вар-т | Наим. | РучМВт | nц | РМВт | l уч-какм | U кВ | Uном кВ |
| А | ИП – 1  |  |  |  |  |  | 110 |
| 1 – 2  |  |  |  |  |  |
| ИП – 2  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  | 110 |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

2.5 Выбор сечений и марок проводов

Согласно ПУЭ сечение выбираем по экономической плотности тока. Экономическая плотность тока зависит от материала провода и Тм.



Для неизолированных сталеалюминиевых проводов при Тм max ≥ 5000 ч принимаем jэк = 1 А/мм2. Экономическое сечение провода на данном участке определяется по рабочему току участка :



### Рабочий ток вычисляем по формуле



где Sуч – полная мощность участка рассчитываемая по активной и реактивной мощностям предварительного потокораспределения



По Fэк выбираем стандартные сечения проводов учитывая что для Uном = 110 кВ по условиям короны минимальное сечение составляет 70мм2 , а максимально рекомендуемое 240 мм2. Результаты расчётов заносим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор сечения проводов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| В-т | Наим уч-ка | Руч+jQуч МВА | Sуч МВА | nц | Uном кВ | IpА | Fэк мм2 | Fст мм2 |
| а | ИП – 1  |  |  | 1 | 110 |  |  |  |
| 1 – 2 |  |  | 1 |  |  |  |
| ИП – 2 |  |  | 1 |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

2.6 Проверка принятых проводов по нагреву и короне

Принятые провода сетей проверяем по нагреву в послеаварийном режиме, сравнивая аварийный ток на каждом участке сети с допускаемым. Для соответствующей марки провода аварийный ток определяем с учётом количества цепей работающих в аварийном режиме по формуле :



где Sуч.ав – потоки мощности на участке сети в аварийном режиме.

### В разомкнутых сетях при аварийной ситуации отключается одна цепь. Потокораспределение при этом не изменяется, но вся нагрузка ложится на одну цепь, поэтому

Iав = 2Ip .

В замкнутой сети при аварии отключается один из головных участков. В этом случае сеть становится разомкнутой и потокораспределение находим по первому закону Кирхгофа. Поскольку мы не знаем отключение какого из них приведёт к более серьёзным последствиям, то рассматриваем оба случая.

2

1

ИП

ИП'

 а)

1

ИП

ИП'

2

 б)

Рисунок 2.3 – Потокораспределение при аварийном отключении

головного участка в кольцевой сети ИП-1-2-ИП' слева (а) и справа (б)

# Таблица 2.4 – Результаты проверок по нагреву

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| В-т | Наим уч-ка | Руч ав+jQуч ав МВА | Iав А | Марка провода | IдопА | Iав<Iдоп |
|  Отключение «слева» |
| А | ИП' – 2  |  |  |  |  |  |
| 2 – 1  |  |  |  |  |  |
| Отключение «справа» |
| ИП – 1  |  |  |  |  |  |
| 1 – 2  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

2.7 Проверка марок проводов на механическую прочность

Так как рассматриваем четвёртый район по гололёду, то допустимая толщина стенки гололёда составляет 20мм с периодичностью 1 раз в 10 лет. В этом случае ПУЭ рекомендует для сечений F ≤ 185 мм2 А : С = 6 ÷ 6,55; F ≥ 240 мм2 А : С = 7,71 ÷ 8,04 Результаты проверки марок проводов заносим в таблицу 2.5.

## Таблица 2.5 – Принятые марки проводов с учётом области  применения ПУЭ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Марка провода | Сечение мм2 | Отношение А:С |
| Алюминия | Стали | Фактическое | По ПУЭ |
| АС – 70/11 | 68,0 | 11,3 | 6,02 | 6 ÷ 6,55 |
| АС – 95/16 | 95,4 | 15,9 | 6 | 6 ÷ 6,55 |
| АС – 120/19 | 118,0 | 18,8 | 6,28 | 6 ÷ 6,55 |
| АС – 150/24 | 149,0 | 24,2 | 6,15 | 6 ÷ 6,55 |
| АС – 185/29 | 181,0 | 29,0 | 6,24 | 6 ÷ 6,55 |
| АС – 240/32 | 244,0 | 31,7 | 7,69 | 7,71 ÷ 8,03 |

2.8 Проверка сети по потерям напряжения

По потери напряжения проверяем сеть от ИП до каждой конечной точки. Эта проверка представляет собой оценку обеспечения качества электроэнергии на зажимах потребителей с точки зрения ГОСТ–13109-87. Требования стандарта будут выполняться при условии:



Для сетей 110 кВ ΔUав = 15%. Потерю напряжения на каждом участке сети определяем как продольную составляющую падения напряжения:



где Руч.ав, Qуч.ав – активная и реактивная мощности на участках сети, известны из приближенного расчёта потокораспределения в послеаварийном режиме;

 R, X – активные и реактивные сопротивления соответствующих участков сети.

Сопротивления вычисляются по удельным величинам r0 и х0 и длины линии:

R = r0 ∙l ;

X = x0 ∙ l .

# Результаты расчётов потерь напряжения приводим в таблице 2.6

Таблица 2.6 – Расчёт потерь напряжения в послеаварийном
 режиме

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| В-т | Наим уч-ка | Руч+jQуч МВА | *l*км | Марка провода | roОм/км | Х0Ом/км | RОм/км | ХОм/км | ΔUав |
| кВ | % |
|  Отключение «слева» |
| а | ИП' – 2  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 – 1  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Итого |  |  |
| Отключение «справа» |
| ИП – 1  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 – 2  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Итого |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Итого |  |  |  |

2.9 Выбор количества и мощности трансформаторов на ПС

Чтобы обеспечить минимальный необходимый уровень надёжности электроснабжения потребителей первой и второй категорий устанавливаем по 2 одинаковых трансформатора. Требуемую номинальную мощность трансформатора выбираем по формуле:

Sтреб ≥ ( 0,6-0,75 ) ∙ Sм ,

где 0,6-0,75 – доля потребителей первой и второй категорий.

По Sтреб выбираем ближайшее значение номинальной мощности трансформатора. Для выбранных трансформаторов рассчитываем коэффициенты загрузки:

в нормальном режиме



в послеаварийном режиме



В нормальном режиме значение kз не должно выходить за пределы экономических целесообразных величин:

0,5 ≤ kз ≤ 0,75,

а в послеаварийном режиме величина kз.ав не должна превышать технически допустимого значения

kз.ав ≤ 1,5.

Результаты выбора трансформаторов приводим в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Выбор трансформаторов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наим.ПС | Рм + jQмМВА | SмМВА | SтребМВА | Sт номМВА | nтшт | Кз | Кз.ав | Типтр- ра |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |

2.10 Выбор компенсирующих устройств

Нормальное функционирование электроприёмников работающих с созданием электромагнитных полей связано с потреблением из сети реактивной мощности. Это ведёт к дополнительным потерям активной мощности в элементах сети. Для разгрузки сети от реактивной мощности выполняется её компенсация. Для потребителей наиболее целесообразно будет выполнять её с помощью конденсаторной батареи. В соответствии с руководящими указаниями по компенсации мощности:



где Рф1 и Qф1 – наибольшие активные и реактивные нагрузки в часы устанавливаемые энергосистемой.

Поскольку графики нагрузки не заданы с некоторым запасом принимаем:

Рф1 = Рм ;

Qф1 = Qм.

Величина tgφэк задаётся энергосистемой в зависимости от величины первичного напряжения. Для сетей напряжением 110 кВ tgφэк= 0,28.

Если tgφ1‹ tgφэк или Qку ‹ 400 кВАр, то компенсирующие устройства не устанавливаются. При выборе номинальной мощности и количества комплектных конденсаторных установок следует исходить из необходимости равномерной разгрузки трансформаторов от реактивной мощности. Поскольку секционные выключатели на стороне НН отключены, количество однотипных установок должно быть кратно количеству секций на ПС. Мощность, тип и количество комплектных конденсаторных установок заносятся в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Выбор конденсаторных установок

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| НаимП.С. | Рф1+jQфМВА | tgφ1  | U1 нкВ  | φэккВ  | Qку МВАр | ТипТр – ра  | U2 нкВ | Тип и кол-во КУ  | Qкун МВАр |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

2.11 Проверка загрузки трансформаторов после установки КУ

При установке КУ трансформаторы разгружаются от протекания реактивной мощности, поэтому проверяем их загрузку с целью выявления необходимости замены слабо загруженных трансформаторов.

Учитываем, что после компенсации нагрузка составляет:



При такой мощности коэффициенты загрузки трансформаторов изменяются. Результаты расчётов этих коэффициентов приводим в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Проверка загрузки трансформаторов после
 установки КУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наим.ПС | Рм+jQ­м МВА | Qку нМВАр  | Sном тр МВА  | Sмк МВА | kз | kз.ав  | После замены трансформаторов |
| Тип тр-ра  | kз | kз.ав   |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

После установки КУ загрузка уменьшились, но замена трансформаторов не потребовалась.

Таблица 2.10 – Технические характеристики установленных
 трансформаторов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наим.ПС. | Типтрансформатора | UВнкВ | UСнкВ | UНн кВ | ΔРкз кВ | Uкз, %  | ΔРххкВ | Iхх% |
| В-С | В-Н | С-Н |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

3 РАСЧЁТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Все расчёты выполняем по ценам на день выдачи задания.

Поскольку в настоящее время отсутствуют в доступных источниках сведения о стоимости ЛЭП и оборудования, эти данные берутся из справочной литературы [1.2] в у.е. и переводятся в гривны по курсу НБУ. По состоянию на 02.04.05 г. этот курс составляет 9,5 р за у.е.

3.1 Расчёт капитальных вложений

Капитальные вложения включают в себя затраты на ЛЭП Кл и оборудование Коб:

К = Кл + Коб.

Расчёт капитальных вложений в ЛЭП производим по формуле:

Кл = lл · kол .

Капитальные вложения в оборудование рассчитываем по формуле:

Коб = КОРУИП + КОРУППС .

 Так как у нас варианты одной и той же группы потребителей выполнены на одном и том же напряжении 110 кВ, то стоимость трансформаторов не включаем в капитальные вложения потребительских ПС. Данные по стоимости выбираем в зависимости от схемы первичных соединений ОРУ.

 На ИП с номинальным напряжением 110 кВ принимаем схему с двумя рабочими системами шин и обходной.

На потребительских ПС принимаются упрощённые схемы первичных соединений с минимальным количеством выключателей: схему "блок - линия - трансформатор" (рис. 3.1, а) - в разомкнутых сетях; схему " мостик " (рис. 3.1, б) - в замкнутых сетях.

Таблица 3.1 - Расчёт капитальных вложений в ЛЭП

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| В-т  | Наименование участка | Марка провода | Тип опор | lучкм | Колт. у. е. | Кл |
| т. у. е. | т. р. |
| а | ИП – 1 |  |  Ж/б одно-цепные |  |  |  |  |
| 1 – 2  |  |  |  |  |  |
| ИП – 2 |  |  |  |  |  |
|  Итого |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  Итого |  |  |

 а ) б )

Рисунок 3.1 - Схемы первичных соединений потребительских ПС:

а - блок - линия - трансформатор;

 б - мостик.

Так как потребители расположены в четвёртом районе по гололёду, то в цепях трансформаторов и перемычках мостовых схем устанавливают выключатели.

Таблица 3.2 – Расчет капитальных вложений в оборудование

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| В- т | ИП | ППС | Коб |
| Тип ОРУ | К яч.  | n яч. | Кору,т.у.е. | Тип ОРУ | К яч.  | n яч. | ППС Кору,т.у.е. | Т.у.е. | Т.р. |
|  А | 2 СШС ОСШ ВМТ-110 | 35,2 | 2 | 70,4 | Мост ВМТ-110 | 120 | 2 | 240 | 310,4 |  |
|  | 2 СШС ОСШ ВМТ-110 | 35,2 | 2 | 70,4 | Блок Л-Т | 36×2 | 2 | 144 | 214,4 |  |

* 1. Расчёт постоянных издержек

 Ежегодные издержки эксплуатации линий, оборудования ПС включают в себя амортизационные отчисления Иа и расходы на обслуживание сети И обсл:

 И пост = И а + И обсл .

 Амортизационные отчисления и затраты на обслуживание могут быть приближённо оценены пропорционально стоимости основных фондов по средним нормам ра и робсл :

 

тогда

 

Расчёт постоянных издержек заносим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 - Расчёт постоянных издержек

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| В– т | ИП | ППС | ИпостТ.р/год |
| ра+робсл %  | Кл  т.р | Ил т.р/год | ра+робсл %  | Коб т.гр | Иоб т.гр/год |
| а | 10 |  |  | 20 |  |  |  |
| б | 10 |  |  | 20 |  |  |  |

* 1. Расчёт переменных издержек

Переменные издержки вычисляем по действующему тарифу на электроэнергию для нормального состояния сети по формуле:

И э = b · W .

В соответствии с постановлением НКРЭ от 01.05. за № 022 с розничная цена для промышленных предприятий 1 класса ( 35 кВ и выше ) составляет 10,08 коп / кВт · ч.

 В величине потерь электроэнергии ΔW учитываем только потери электроэнергии в ЛЭП ΔWл :

ΔW = ΔWл ,

поскольку потери электроэнергии в трансформаторах Wтр не изменяются от варианта к варианту.

 Потери электроэнергии в ЛЭП вычисляются по формуле:

ΔWл = ΔРл · 

где время максимальных потерь, которые определяем по формуле:



 Расчёты потерь мощности электроэнергии производятся для каждого варианта потребителей.

 Потери мощности на участке сети вычисляются по формуле:



Рассчитав потери отдельных участков сети, находим суммарные потери мощности для каждого варианта:



Результаты расчёта потерь мощности в линиях сводим в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 - Стоимость потерь электроэнергии в ЛЭП

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| В – т | Наим.уч | SМВА | RОм/кК | nцшт | ΔРлМВт | ΔWл  МВт∙ч | Иэт.грн/год |
| а | ИП – 1 |  |  |  |  |  |  |
| 1 – 2 |  |  |  |  |  |  |
| ИП – 2 |  |  |  |  |  |  |
| Итого |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
| Итого |  |  |  |  |

3.4 Выбор оптимального варианта

3.4.1 Приведение вариантов к сопоставимому виду

 При наличии нескольких технических решений лучшее можно выбрать только при условии сопоставимости вариантов.

Существует 4 таких условия:

1.Равенство основного производственного эффекта, под которым будем понимать мощность, передаваемую по линиям от ИП. Рассматриваемые варианты отличаются величиной потери мощности, следовательно, и основным производственным эффектом. Для приведения к основному производственному эффекту ( ОПЭ ) в капитальных вложениях учитываем дополнительные капитальные вложения в оборудование электростанций для покрытия потерь мощности в сети:

Кэс = kэс.о · ΔР,

где kэс.о - удельная стоимость дополнительного оборудования, kэс.о=(150 ÷ 180 ) у.е., что составляет 160 · 9,5 = 1520т.р/МВт.

Тогда

К=К+Кэс.

Результаты приведения вариантов к одинаковому ОПЭ приводим в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 ­– Расчет Кэс и К∑

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Группа  | Вариант  | ΔРлМВт | Кэст. р. | К∑т. р. |
| I | а |  |  |  |
|  |  |  |  |

2.Одинаковая надёжность.

Сравниваемые варианты отличаются по надёжности, однако, для каждого из них вероятность безотказной работы превышает величину Р= 0,999. По рекомендации головного института " Энергосетьпроект ", граничная надёжность составляет Р = 0,999. В условиях данного проекта фактор надёжности рассматриваем как равнонадежные.

3. Сопоставимость цен.

Обеспечивается использованием одной и той же информацион-ной базы для расчёта всех вариантов.

4. Приведение затрат к одному сроку.

Срок для сетевых объектов принимается равным 1 году.

1. Расчёт приведенных затрат

Поскольку условия сопоставимости выполняется, лучший вариант выбираем из условия минимальных приведенных затрат:

З = Ен · К+ И

где Ен - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для государственного сектора энергетики Ен = 0,12 1/год .

Результаты расчёта затрат приводим в табл.3.6.

Таблица 3.6 – Сводная таблица технико-экономических
 показателей сравниваемых вариантов

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| В – т | Капиталовложения, тыс.р | Издержки, тыс.р / год | З, т.р/год |
| Кл | Коб | Кэс | КΣ | Ил | Иоб | Ипост | Иэ | И |
| а |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

3.4.3 Оценка экономической эффективности принятого варианта

Наименьшие затраты получились для варианта сети (рис.2.1, ) равные т.р/год. Для варианта сети (рис 2.1, ), затраты составили т.р/год, следовательно, экономический эффект от использования варианта составляет :

 Э = З - Зmin =

а его эффективность:

 

Поскольку эффективность выбранного варианта более 5%, то более экономичным вариантом считаем вариант

Поскольку эффективность выбранного варианта менее 5%, то варианты считаем равноэкономичными.

Для выбора оптимального варианта в этом случае принимаются дополнительные неэкономические критерии. Оптимальным будим считать вариант " ", как более энергосберегающий (табл. 3.4).

Рисунок 3.2 - Окончательная конфигурация сети.

4 РАСЧЁТ ОСНОВНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1 Режим максимальных нагрузок

1. Составление расчётных схем

Для расчёта режима работы сети составляем 4 схемы, каждая из которых эквивалентна предыдущей.

Исходная схема показана на рис 4.1.

ИП

АС-

км

км

АС-

2×ТДТН-

 км

АС-

2×ТРДН-

Рисунок 4.1 - Исходная схема электрической сети района

По исходной схеме (рис 4.1) рассчитываются приведенные нагрузки трансформаторов ПС с учётом подключения КУ.

Sпр = Рпр + j Qпр = Рм + ΔРтр + j ( Qм + ΔQтр - QКУном ).

Для удобства выполнения дальнейших расчётов потери мощности в трансформаторах представляем в виде двух составляющих потерь : в стали ΔSст и в меди ΔSмд :

ΔSтр = ΔSст + ΔSмд ,

а приведенные нагрузки как сумма мощностей в начале обмоток трансформаторов :

Sтр' = Sм + ΔSмд ,

и потерь мощности в стали:

Sпр = Sтр' + ΔSст .

Потери активной и реактивной мощности для двухобмоточных трансформаторов вычисляем по их каталожным данным по формулам:

ΔРст = nт · ΔPх ∙10-3;



ΔРмд = nт · ΔPк · = nт · ΔPк · kзк2 ∙10-3;

ΔQмд = nт · Sн.тр ·  ·  = nт · Sн.тр ·  · kз2­ .

В этих формулах под kз понимаем коэффициент загрузки транс- форматоров с учётом установки КУ ( kзк ), который принимаем по данным табл 2.9.

Результаты определения приведенных нагрузок заносим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Расчёт приведенных нагрузок ПС (по каталожным

 данным трансформаторов)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №ПС | РмМВт | Qм | Qкун | Sн.тМВА | nтшт | ΔРк | ΔРх | Iх.х | Uк | kэк | ΔРст+ jΔQст | ΔРмд+ jΔQмд | ΔРтр'+jΔQтр' | ΔРпр+jΔQпр |
| МВАр | кВт | % |  | МВА | МВА | МВА | МВА |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

На ПС установлены трёхобмоточные трансформаторы. Для определения приведенных нагрузок на этой ПС составим вначале схему замещения трансформаторов (рис 4.2 ).

Сопротивления обмоток вычисляем по параметрам трансформаторов с учётом их количества на ПС.

Активное сопротивление одинаково для всех обмоток при соотношении мощностей обмоток 100:100:100 и составляет :





# Рисунок 4.2 – Схема замещения трёхобмоточных

#  трансформаторов ПС .

Индуктивные сопротивления рассчитываются для каждой обмотки в отдельности.



В свою очередь для трёхобмоточного трансформатора напряжение КЗ для каждой обмотки находится из соотношения :

UкВ = 0.5 · (UкВ-С + UкВ-Н - UкС-Н ) ;

UкС = 0.5 · (UкВ-С + UкС-Н - UкВ-Н ) ;

UкН = 0.5 · (UкВ-Н + UкС-Н - UкВ-С ) ;

UкВ =

UкС =

UкН =

 

 

 

Потери мощности в стали, определяются, как и для двухобмоточных трансформаторов.

Рассчитываем параметры схемы замещения для трансформатора ТДТН –

Потери мощности в обмотках НН и СН найдём по формулам :

ΔSс(н) 





Мощности в начале обмоток среднего и низшего напряжения :

Sс' = Sс + ΔSс =

Sн' = Sн – jQКУ.ном + ΔSН =

Мощность в конце обмотки ВН составляет:

Sв'' = Sс' + Sн' =

Потери мощности в обмотке ВН:



Мощность в начале обмотки ВН составляет:

Sв' = Sв'' + ΔSв =

Потери в стали:

ΔРст = *n*т ∙ ΔРх.х. =



Приведенная мощность ПС составляет:

Sпр= Sв' + ΔSст=

Результаты расчётов мощностей в обмотках трансформаторов показаны на рис 4.3.

 Рисунок 4.3 - Распределение мощностей в обмотках трансформаторов

Вторая схема отражает комплексное значение приведенных мощностей трансформаторов ПС и представляет схему замещения линий сети, которая изображена на рисунке 4.4.

Мощности генерирующие ЛЭП вычисляем по формуле:

Qз.л = U2ном ∙b0 ∙ *l*уч ∙ *n*ц,

где b0­ – удельное емкостная проводимость ЛЭП

Результаты расчётов сводим в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Реактивные зарядные мощности линий

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наим.уч-ка | Марка провода | b0 · 10-6См/км | lкм | nцшт | QзлМВАр |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

Третья схема (рис 4.5) содержит расчётные нагрузки потребителей и сопротивления линий. Расчётная нагрузка данного потребителя состоит из приведенной нагрузки ПС и зарядной мощности узла, определяемой суммированием половинок зарядных мощностей ЛЭП, примыкающих к данному узлу ( рис 4.4 ).

Sр = Pр+ jQр = Pпр + j( Qпр - ΔQзу ) ;

Результаты вычислений по определению расчётных нагрузок потребителей заносим в табл 4.3.

Таблица 4.3 - Расчётные нагрузки потребителей

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наим.Узла | Sпр = Pпр + j QпрМВА | QзуМВАр | Sр = Pр + j QрМВА |
| 1 |  |  |  |
| 2 |  |  |  |

ИП

### Рисунок 4.4 - Схема замещения линий сети

ИП

Рисунок 4.5 – Расчетная схема

4.1.2 Определение потоков мощности с учётом потерь

Расчёт выполняем от конечной точки в сторону ИП, или от точки потокораздела в замкнутой сети.

Расчетную схему приводим на рисунке 4.6, условно разрезав кольцевую сеть по источнику питания.

ИП

ИП’

Рисунок 4.6 - Расчётная схема кольцевой сети.

Выполняем расчет предварительного потокораспределения без учета потерь мощности на участках, для выявления точки потокораздела.

Определяем мощность на головном участке



Потоки мощности на остальных участках определяем по первому закону Кирхгофа

ИП”

ИП’

Рисунок 4.7 – Предварительное потокораспределение

Определяем потоки мощности с учетом потерь.

Разделяем сеть на две сети с односторонним питанием, исключив участок между точками токораздела (рис. 4.8)

Определяем потери мощности на участке между точками потокораздела



Исключаем участок между точками потокораздела, при это расчетная схема принимает вид

ИП

ИП’

S4

S3

Рисунок 4.8 – Разделение замкнутой сети при различных по

 актив­ной и реактивной мощностям точках

 потокораздела

Принимаем, что в точке включена нагрузка

S = S + ΔР =

S = S + ΔQ =

Мощность в конце участка

S" =S =

Определяем потери мощности на участке



Мощность в начале участка

S' = S" +ΔS =

Мощность в конце участка

S" =S' =

Определяем потери мощности на участке



Мощность в начале участка

S'ИП = S"ИП +ΔSИП =

Результаты расчёта заносим в табл. 4.4 и наносим на рис 4.9.

Таблица 4.4 - Потоки мощности с учётом потерь

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наимузла | Рр.уз+jQр.узМВА | Наим.уч-ка | Руч"+jQуч"МВА | Rуч+ХучОм | ΔРуч+jQучМВА | Руч'+jQуч'МВА |
| Кольцевой участок сети слева |
|  |  |  |  |  |  |  |
| Кольцевой участок сети справа |
|  |  |  |  |  |  |  |

4.1.3 Расчёт напряжений в узлах схемы сети района

Для расчёта напряжений в узлах схемы сети района используем расчётную схему распределения мощностей с учётом потерь (рис 4.9).

Расчёт начинаем с близкого узла, т.е. узла ИП, в котором известно напряжение UИП = Uс.ф. Принимаем напряжение на шинах ИП учётом принципа встречного регулирования равным 121 кВ. Таким образом расчёт потерь напряжения на данном участке сети производим по данным ’’начала’’ ( табл 4.4 ).



При этом напряжение в конце рассматриваемого участка составляет:

U'' = U' - ΔU'.

Передвигаясь от ИП до очередных узлов сети, рассчитываем потери напряжения на участках сети и напряжения узлов.

Результаты расчётов заносим в табл 4.5.

Значения напряжения наносим на рис 4.9.

Таблица 4.5 - Результаты расчётов напряжения с учётом потерь

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Начал.узел | UкВ | Наим.уч-ка | Руч'+jQуч'МВА | Rэ+jХэОм | Кон.узел | UкВ | ΔUкВ |
| ИП | 121 | ИП – 1  |  |  |  |  |  |
| ИП  | 121 | ИП – 2 |  |  |  |  |  |

121 кВ

ИП

Рисунок 4.9 – Результаты расчётов в максимальном режиме.

4.2 Послеаварийный режим

Рассмотрим послеаварийный режим в кольцевой сети.

Для неё наиболее тяжелым режимом будет отключение одного из головных участков и одного из трансформаторов на каждой ПС. При этом произойдут изменения в расчётной схеме:

1. Эквивалентное сопротивление трансформаторов увеличивается в 2 раза.

2. Потери в меди увеличиваются в 2 раза.

3. Потери в стали уменьшатся в 2 раза.

4. Сеть приобретает разомкнутую конфигурацию.

4.3 Регулирование напряжения на подстанциях потребителей

От шин вторичного напряжения понизительных ПС питаются распределительные сети потребителей напряжением 10 кВ.

Рассчитав напряжение на первичных обмотках трансформаторов, выбираем ответвления РПН с таким учётом, чтобы обеспечить допустимое отклонение напряжения во всех точках вторичной распределительной сети при любых режимах её работы.

В соответствии с законом встречного регулирования желаемое напряжение U2ж на шинах вторичного напряжения трансформаторов потребительских ПС равно:

1,05Uном – при максимальной нагрузке в нормальном режиме;

( 1,00 ÷ 1,05 )Uном – в послеаварийном режиме при максимальной нагрузке.

Для трансформаторов на ПС имеющих РПН на высшей стороне требуемое напряжение ответвления рассчитываем по формуле:



где U1 – напряжение на зажимах первичной обмотки трансформа-

 тора ( принимается по данным соответствующего расчёта

 режима работы сети );

 U2ном –номинальное напряжение вторичной обмотки транс-

 форматора;

 ΔUтр’ – потери напряжения в трансформаторе.



Обозначив (U1 – ΔUтр­­') через U2’ получим выражение для напряжения ответвления

 

Расчёт потерь напряжения трансформаторах и U2' выполняем в таблице4.6.

Таблица 4.6 – Расчёт вторичного напряжения трансформаторов

 приведенного к обмотке ВН

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| НаимПС | Р'тр+j'QтрМВА | ΔРккВт | Uк% | Rтр+jXтрОм | ΔU'тркВ | U1кВ | U’2кВ |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

# Определяем номер ответвления



где U1ном – номинальное напряжение первичной обмотки

 трансформатора, равное 115 кВ;

 ΔUст – ступень регулирования, определяемая по стандартной величине ответвления :



По nотв принимаем ближайший стандартный номер nотв ст, с по- мощью которого выбираем напряжение стандартного ответвления:

Uотв.ст = U1ном + nотв.ст · ΔUст % .

Затем проверяем фактические напряжения на вторичной стороне всех ПС района:



Результаты выбора ответвлений для режима максимальных нагрузок 4.7.

Таблица 4.7 – Выбор ответвления трансформаторов для режимов

 максимальных нагрузок

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| НаимПС | Sн.трМВА | ΔUст% | Кол-во ступеней регулирова-ния | U2'кВ | U2нкВ | U2жкВ | UотвкВ | nотвшт | nотв.стшт | Uотв.сткВ | U2фкВ |
|  |  | 1,77 | ±9 |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  | 1,77 | ±9 |  |  |  |  |  |  |  |  |

4.4 Анализ режимов работы электрической сети

Одним из показателей качества режима является величина потерь мощности в элементах сети ΔРi, который определяем из соотношения:



где S2 – полезная мощность, потребляемая в узлах нагрузки, определяется по:



Абсолютные значения потерь мощности в трансформаторах берём из таблицы 4.1, а в ЛЭП из таблицы 4.4.

Результаты расчётов процентных составляющих потерь мощности в элементах сети заносим в таблицу 4.8.

# Таблица 4.8 – Состав потерь мощности в элементах сети

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование потерь | Потери мощности |
| МВт | % |
| Всего |  |  |
| Из них в: ЛЭП |  |  |
| Трансформаторах |  |  |
| В том числе в: меди |  |  |
| В стали |  |  |

 Потери мощности и в линиях и в трансформаторах получились значительно меньше, чем значения, принятые на этапе предварительных расчётов потерь мощности в элементах сети, поэтому расчёты были выполнены с некоторым запасом.

Система функционирует нормально, если выполняется баланс мощности и электроэнергии.

Мощность Р1, выдаваемая по ЛЭП потребителям, складывается из полезной мощности Р2 и потерь мощности в сети (см. табл. 4.8 ) :

Р1 = Р2 + ΔР =

Баланс активной энергии составляется по расходу электроэнергии в узлах нагрузки W2 и расхода на её транспортировку ΔW :

W1 = W2 + ΔW =

Расход энергии в узлах найдём из соотношения:

W2 = P2 · Tм =

Технологический расход на транспортировку электроэнергии ΔW складывается из потерь электроэнергии в линиях ΔWл и трансформаторах ΔWтр :

ΔW = ΔWл + ΔWтр =

которые в свою очередь вычисляются по формулам:

ΔWл = ΔРл · τ =

ΔWтр = ΔРст · Т + ΔРмд · τ =

где Т – время работы трансформаторов в году, которое

 принимается равным 8700 ч.

По величине коэффициент полезного действия (КПД) электропередачи оцениваем эффективность её функционирования. Значение КПД по мощности ηр и электроэнергии ηw рассчитываем на основании соотношений :



###### Вывод: сравнивая с нормативными данными НКРЭ видим, что КПД сети совпадает в этом диапазоне значений. Таким образом, можно заключить, что сеть функционирует экономично.

От возможности поддержания напряжения на шинах потребительских ПС зависит не только эффективность функционирования сети, но и экономичность работы потребителей.

Определяем и заносим в таблицу 4.9 отклонение фактического напряжения на шинах потребительских ПС 1 и 2 от желаемого по формуле:



Таблица 4.9 – Анализ напряжения на шинах вторичного напряже-

 ния потребительских ПС

|  |  |
| --- | --- |
| Параметр | Наименование узлов |
| 1 | 2 |
| U2ж, кВ | 10,5 | 10,5 |
| U2ф, кВ |  |  |
| ΔU, % |  |  |
| nотв.ст, шт  |  |  |

# Как видим, на шинах вторичного напряжения потребительских ПС в любом режиме обеспечивается уровень напряжений, близкий к желаемому. При этом регулировочного диапазона вполне достаточно. В целом сеть функционирует нормально.

**Критерии оценивания курсового проекта:**

Основными критериями оценки качества курсового проекта являются:

- актуальность и практическая значимость темы исследования;

- соблюдение графика выполнения курсового проекта;

- соответствие работы заявленной теме и выданному заданию;

- полнота и качество содержания;

- обобщения фактических данных;

- соответствие оформления курсового проекта установленным требованиям;

- четкость и грамотность изложения материала;

- качество презентации;

- четкость доклада при защите курсового проекта;

- глубина и правильность ответов на замечания руководителя и вопросы членов комиссии.

Каждый критерий оценивается по пятибалльной шкале.

 Оценка «Отлично» выставляется за курсовой проект, который носит исследовательский характер, имеет грамотно изложенную теоретическую главу, глубокий анализ, логичное, последовательное изложение материала с соответствующими выводами и обоснованными предложениями, имеющими практическую значимость. Произведенные расчеты выполнены правильно и в полном объеме. Работа выполнена в установленный срок, грамотным языком. Оформление соответствует действующим стандартам, сопровождается достаточным объемом табличного материала и графического материала (для курсового проекта), имеет положительный отзыв руководителя.

 При защите курсового проекта (работы) студент показывает глубокое знание вопросов темы, свободно оперирует данными исследования, вносит обоснованные предложения, а во время доклада использует наглядные пособия (таблицы, схемы, графики и т.п.), дает четкие и аргументированные ответы на вопросы, заданные членами комиссии.

 Оценка «Хорошо» выставляется за курсовой проект, который носит исследовательский характер, имеет грамотно изложенную теоретическую главу, проведен достаточно подробный анализ, последовательное изложение материала с соответствующими выводами, однако анализ источников неполный, выводы недостаточно аргументированы, в структуре и содержании работы есть отдельные погрешности, не имеющие принципиального характера. Работа имеет положительный отзыв руководителя.

 При защите курсового проекта студент показывает знание вопросов темы, оперирует данными исследования, вносит предложения по теме исследования, во время доклада использует наглядные пособия (таблицы, схемы, графики и т.п.) или раздаточный материал, без особых затруднений отвечает на поставленные вопросы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Проектирование электрической части станций и подстанций: учеб. пособие для вузов. – Л. : Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

2 Двоскин и конструкции распределительных устройств. – Изд. 2-е – М. : Энергия, 1974. – 224 с.

3 , Хейфиц схемы и электротехническое оборудование подстанций 35 – 750 кВ / Под ред. – Изд. 2-е, перераб., и доп. – М. : Энергия, 1977. – 464 с.

4 Околович электрических станций: учебник для вузов. – М. : Энергоиздат, 1982. – 400 с.

5 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – Изд. 14-е – М. : Энергия, 2000. – 224 с.

6 Правила устройства электроустановок. – Изд. 5-е – М. : Атомиздат, 2001. – 224 с.

7 , Козулин электрических станций: учебник для техникумов. – Изд.2-е, перераб. – М. : Энергия, 1980. – 600 с.

8 Справочник по проектированию подстанций 35 – 500 кВ. / под ред. и . – М. : Энергоиздат, 1982. – 352 с.

9 Справочник по проектированию [электроэнергетических](https://pandia.ru/text/category/yelektroyenergetika__yelektrotehnika/) систем. / под ред. и . – М. : Энергоиздат, 1977. – 288 с.

10 Техника высоких напряжений. / под ред. . – М. : Высшая школа, 1973. – 530 с.

11 Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов. / , , и др.; под ред. . – М. : Энергия, 1980. – 608 с.

12 Электротехнический справочник. – М. : Энергоиздат, 1980. – Т1. – 520 с.

13 Электротехнический справочник. – М. : Энергоиздат, 1981. – Т2. – 640 с.

14 Электротехнический справочник. – М. : Энергоиздат, 1982. – Т3. – 656 с.