МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

федеральное государственное бюджетное образовательное   
учреждение высшего образования

«САХАЛИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт естественных наук и техносферной безопасности

Кафедра электроэнергетики и физики

Допущено к защите:

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Огарь Максим Александрович

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

**ТОМАРИНСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА**

Курсовой проект

**Направление подготовки**: 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**Профиль подготовки:** Электрические системы и сети

Форма обучения: очная

Срок освоения ОПОП: 4 лет;

Курс: 3

Квалификация выпускника: бакалавр

Научный руководитель:   
доктор педагогических наук,   
профессор   
Максимов В.П.\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Южно-Сахалинск – 2019

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

2

ЭЭСС.160508.21.000 ПЗ

Разраб.

Огарь М.А.

Провер.

Максимов В.П.

Н. Контр.

Утверд.

Электроэнергетическая система Томаринского

городского округа

Курсовой проект

Лит.

Листов

93

ФГБОУ ВО «СахГУ»

Федеральное государственное бюджетное образовательное   
учреждение высшего образования  
«САХАЛИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт естественных наук и техносферной безопасности

Кафедра электроэнергетики и физики

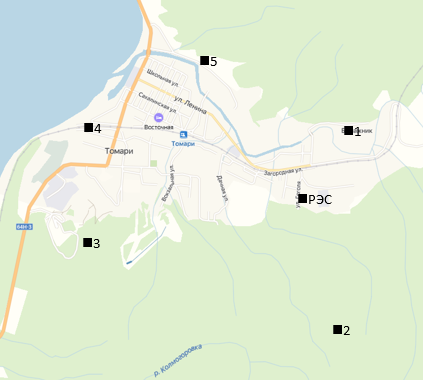
**ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

**Вариант № 8**

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ   
ТОМАРИНСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА**

1. Исходные данные:

А. Географическое расположение потребителей в масштабе 1 : 2 000 000



Коэффициент мощности источника питания – РЭС принять равным 0,93.

Число часов использования максимальной нагрузки 4200 час.

Б. Характеристика потребителей электроэнергии

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № подстанции | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Pmax | 25 | 30 | 15 | 25 | 15 |
| cosφ | 0,93 | 0,91 | 0,90 | 0,88 | 0,91 |
| Категория потребителей, % | | | | | |
| I категория | 20 | 10 | 0 | 10 | 20 |
| II категория | 45 | 25 | 55 | 30 | 10 |
| Вторичное напряжение | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |

2. Содержание курсового проекта

Введение

1. Исходные данные
   1. Выбор рациональной схемы сети
   2. Определение суммарной длины линий
2. Выбор номинального напряжения
   1. Выбор номинального напряжения для 1 варианта
   2. Выбор номинального напряжения для 2 варианта
3. Потребление активной и баланс реактивной мощности в проектируемой сети
4. Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств
5. Выбор сечения проводов ВЛ
   1. Расчет сечения проводов для варианта I
   2. Расчет сечения проводов для варианта II
6. Выбор трансформаторов
7. Выбор схем электрических подстанций
   1. Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН
   2. Применение схем РУ 10 (6) кВ
8. Расчет технико-экономических показателей районной электрической сети
9. Расчет режимов сети
   1. Максимальный режим
      1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах
      2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии
      3. Определение значения напряжения в узловых точках (в точках на стороне ВН) в максимальном режиме
      4. Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме
   2. Послеаварийный режим
      1. Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме
      2. Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме
10. Выбор оборудования для ПС № 2
    1. Составление схемы замещения
    2. Выбор электрических аппаратов, токоведущих частей и измерительных приборов

Заключение

Библиографический список

Приложени

**3. Перечень графического материала:** таблицы, графики, схемы, отображающие этапы проектирования электрической сети.

Дата выдачи задания «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Максимов В.П.

Исполнитель: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Огарь М.А.

Срок защиты работы «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2019 г.

**СОДЕРЖАНИЕ**

[ВВЕДЕНИЕ 6](#_Toc28545037)

[1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ 8](#_Toc28545038)

[1.1. Выбор рациональной схемы сети 10](#_Toc28545039)

[1.2. Определение суммарной длины линий 11](#_Toc28545040)

[2. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ 12](#_Toc28545041)

[2.1. Выбор номинального напряжения для I варианта 12](#_Toc28545042)

[2.2 Выбор номинального напряжения для II варианта 16](#_Toc28545043)

[3. ПОТРЕБЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ 19](#_Toc28545044)

[4. ВЫБОР ТИПА, МОЩНОСТИ И МЕСТО УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ 21](#_Toc28545045)

[5. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ВЛ 110 кВ 25](#_Toc28545046)

[5.1. Расчет сечения проводов для варианта I 25](#_Toc28545047)

[5.2. Расчет сечения проводов для варианта II 31](#_Toc28545048)

[6. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ 34](#_Toc28545049)

[7. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ 39](#_Toc28545050)

[7.1. Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН 40](#_Toc28545051)

[7.2. Применение схем РУ 10 кВ 44](#_Toc28545052)

[8. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 46](#_Toc28545053)

[9. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТИ 62](#_Toc28545054)

[9.1. Максимальный режим 62](#_Toc28545055)

[9.1.1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах 62](#_Toc28545056)

[9.1.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии 66](#_Toc28545057)

[9.1.3. Определение значения напряжения в узловых точках (в точках на стороне ВН) в максимальном режиме 69](#_Toc28545058)

[9.1.4. Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме 71](#_Toc28545059)

[9.2. Послеаварийный режим 76](#_Toc28545060)

[9.2.1. Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме 79](#_Toc28545061)

[9.2.2. Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме 80](#_Toc28545062)

[10. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПС № 2 82](#_Toc28545063)

[10.1. Составление схемы замещения 82](#_Toc28545064)

[10.2. Выбор электрических аппаратов, токоведущих частей и измерительных приборов 84](#_Toc28545065)

[БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 90](#_Toc28545066)

# ВВЕДЕНИЕ

Уровень развития энергетики и электрификации в наиболее обобщенном виде отражает достигнутый технико-экономический потенциал любой страны. Энергетика обеспечивает электроэнергией и теплом промышленные предприятия, сельское хозяйство, транспорт, коммунально-бытовые нужды городов, рабочих и сельских поселков. Электрификация оказывает определяющее влияние на развитие всех отраслей народного хозяйства, она является стержнем развития экономики страны.

Основными поставщиками электроэнергии и тепла для народного хозяйства являются энергетические системы. Энергосистема-это совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, а также установок потребителей электроэнергии и тепла, связанных общностью режимов производства, распределения и потребления энергии и тепла. Энергосистемы охватывают все большие площади и в связи с этим как бы рассредоточиваются по территории. Так же современная тенденция развития энергосистем - это увеличение единичной мощности энергоблоков и укрупнение подстанций, рост номинальных напряжений и повышение пропускной способности электросетей. Существенное влияние на современное развитие энергосистем оказывают все возрастающие требование к ограничению неблагоприятных воздействий энергетических объектов на окружающую среду. Часть энергосистемы, включающая в себя электростанции, электрические сети (линии электропередачи и преобразовательные подстанции) и установки потребителей электрической энергии, составляют электрическую систему. Которая должна отвечать следующим основным требованиям:

1. Рабочая мощность электростанций (текущее значение) должна соответствовать спросу потребителей электроэнергии (включая потери в сетях и расход на собственные нужды), изменяющемуся непрерывно в течение суток и года;
2. Надежность электроснабжения должна соответствовать экономически оправданным требованиям потребителей;
3. Качество поставляемой электроэнергии должно соответствовать установленным нормам;
4. Себестоимость электроэнергии, выработанной и доставленной потребителям, должна быть, возможно, более низкой.

# 1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

А. Предполагается строительство электрической сети в пределах Сахалинской области. Географическое расположение понижающих подстанций представлено в масштабе 1 : 2 000 000

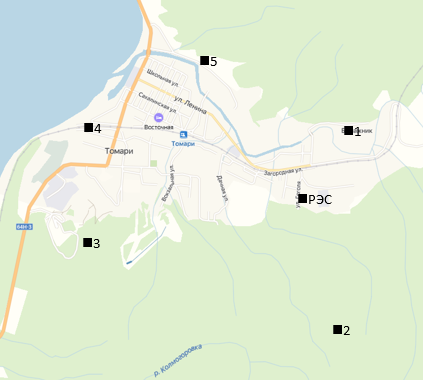


Рисунок 1 – Географическое расположение потребителей

Б. Характеристика потребителей электроэнергии

Таблица 1 – Исходные данные

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № подстанции | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Pmax | 25 | 30 | 15 | 25 | 15 |
| cosφ | 0,93 | 0,91 | 0,90 | 0,88 | 0,91 |
| Категория потребителей, % | | | | | |
| I категория | 20 | 10 | 0 | 10 | 20 |
| II категория | 45 | 25 | 55 | 30 | 10 |
| Вторичное напряжение | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |

Максимальная мощность подстанции указана с учетом собственных нужд.

Коэффициент мощности источника питания – РЭС принять равным 0,93.

Число часов использования максимальной нагрузки 4200 час.

## 1.1. Выбор рациональной схемы сети

Подготовлены 6 вариантов распределения электрических сетей.

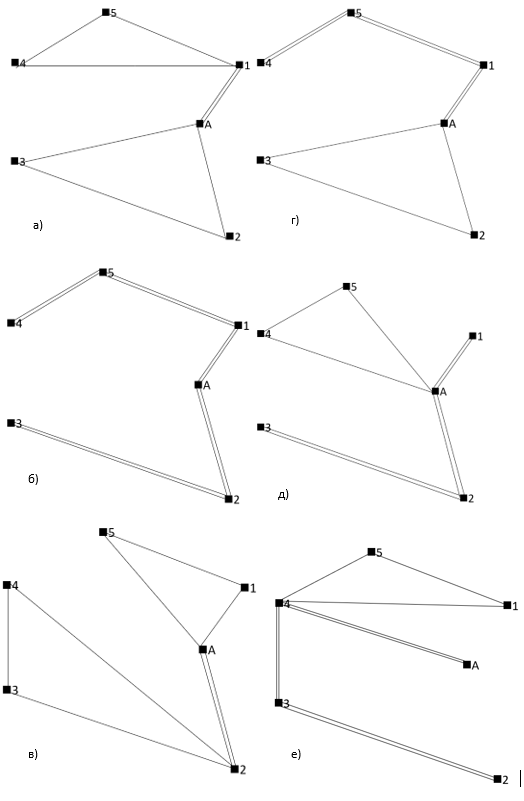


Рисунок 2 – Варианты распределительных сетей

## 1.2. Определение суммарной длины линий

Путем измерения по предложенной схеме определим расстояния между объектами.

L (А-3) = 90 км;

L (А-1) = 40 км;

L (А-5) = 70 км;

L (А-2) = 60 км;

L (А-4) = 90 км;

L (2-4) = 130 км;

L (2-5) = 130 км;

L (5-1) = 70 км;

L (5-4) = 60 км;

L (5-3) = 90 км;

L (1-3) = 120 км;

L (1-4) = 100 км;

L (2-3) = 110 км.

Общая протяженность сетей каждого варианта:

L = 2 x (A – 1) + (1 – 5) + (5 – 4) + (4 – 1) + (A – 3) + (3 – 2) + (2 – A) = 80 +

+ 70 + 60 + 100 + 90 + 110 + 60 = 570 км;

L = 2 х ((A - 1) + (1 – 5) + (5 – 4)) + (A – 3) + (3 – 2) + (2 – A) = 2 x (40 + 70+

+ 60) + 90 + 110 + 60 = 600 км;

L = 2 х ((4 – 5) + (5 – 1) + (1 – А) + (А – 2) + (2 – 3)) = 2 х (80 + 70 + 60 +

100 + 90 + 110) = 680 км;

L = 2 х (1 – А) + (А – 5) + (5 – 4) + (4 – А) + 2 х ((А – 2) + (2 – 3)) = 2 х 40 +

+ 70 + 60 + 90 + 2 х (60 + 110) = 640 км;

L = (1 – 5) + (1 – А) + (5 – А) + 2 х (А – 2) + (2 – 4) + (4 – 3) + (3 – 2) = 70 +

+ 40 + 70 + 2 х 60 + 130 + 50 + 110 = 590 км;

L = 2 х ((А – 4) + (4 – 3) + (4 – 2)) + (4 – 1) + (1 – 5) + (5 – 4) = 2 х (90 + 50 +

+ 130) + 100 + 70 + 60 = 630 км.

В качестве варианта I принята схема A, а варианта II схема Д.

# 2. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

## 2.1. Выбор номинального напряжения для I варианта

Фундаментальные характеристики электрической сети, в том числе, номинальное напряжение и схема линий электропередачи определяют капиталовложения и расходы по эксплуатации электрической сети, поэтому их комплекс должен отвечать требованиям экономической целесообразности.

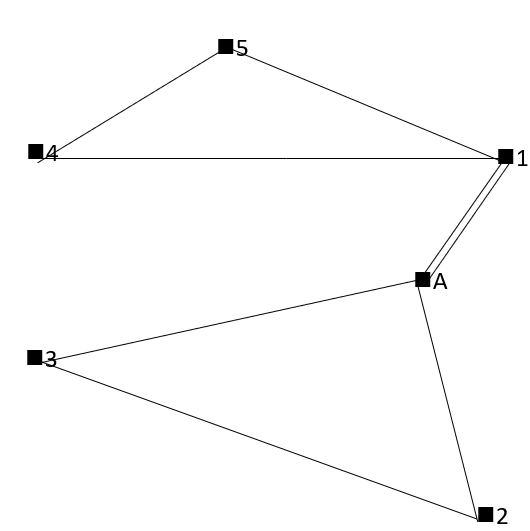
При этом следует учитывать, что указанные характеристики и параметры сети находятся в тесной технико-экономической взаимосвязи. Так изменение схемы сети может повлечь необходимость изменений не только сечения проводов воздушных линий и схем подстанций, но и изменения ее номинального напряжения. Для этого может, применено эмпирическое расчетное выражение экономически целесообразного номинального напряжения (формула Г.А. Илларионова), кВ.

где:

L - длина ЛЭП, км;

P - передаваемая активная мощность, МВт [1, с. 56].

Для расчетов предварительно выбираем два варианта.



60 км

110км

90 км

100 км

60 км

70 км

80 км

Рисунок 3 – Электрическая сеть промышленного района ,вариант II

Для кольцевой цепи 1 – 5 – 4 – 1:



Рисунок 4 – Кольцевая цепь 1 – 5 – 4 – 1

Тогда напряжение:

Для кольцевой цепи 1 – 5 – 4 – 1по полученным результатам расчета экономически целесообразного номинального напряжения выбираем напряжение 110 кВ.

Раскладываем кольцевую цепь на цепь с двумя источниками питания А – 3 – 2 – А



Рисунок 5 – Кольцевая цепь А – 3 – 2 – А:

Для кольцевой цепи А – 3 – 2 – А по полученным результатам расчета экономически целесообразного номинального напряжения выбираем напряжение 110 кВ.

Тогда напряжение:

Для радиальной цепи А – 1:



Рисунок 6 – Радиальная цепь А – 1

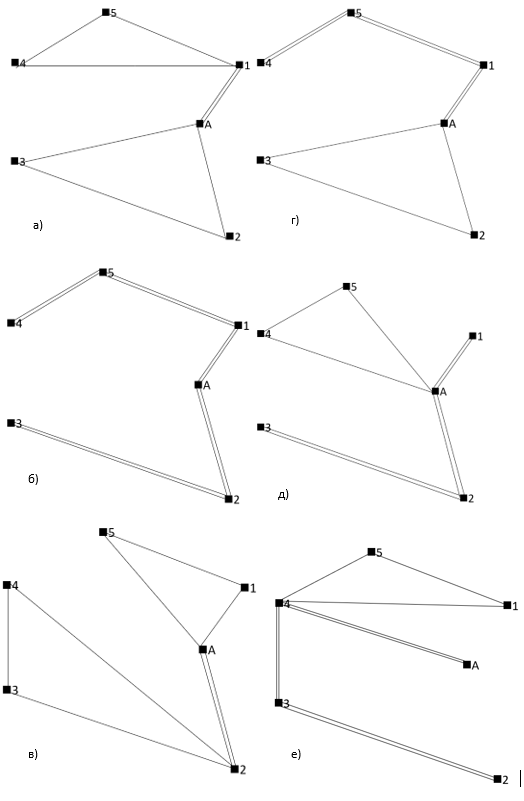
- по одной линии

Тогда напряжение:

.

Для радиальной цепи А – 1 по полученным результатам расчета экономически целесообразного напряжения выбираем напряжение 110 кВ.

## 2.2 Выбор номинального напряжения для II варианта



70 км

60 км

40 км

60 км

110 км

90 км

Рисунок 7 – Электрическая сеть промышленного района ,вариант II

Для кольцевой цепи А – 4 – 5 – А:



Рисунок 8 – Кольцевая цепь А – 4 – 5 – А

Тогда напряжение:

Для кольцевой цепи А – 4 – 5 – А по полученным результатам расчета экономически целесообразного номинального напряжения выбираем напряжение 110 кВ.

Для радиальной цепи А – 1:



Рисунок 9 – Радиальная цепь А – 1

- по одной линии

Тогда напряжение:

.

Для радиальной цепи А – 1 по полученным результатам расчета экономически целесообразного напряжения выбираем напряжение 110 кВ.

Для радиальной цепи А – 2 – 3:



Рисунок 12 – Радиальная цепь А – 2 – 3

- по одной линии

- по одной линии

Тогда напряжение:

.

.

Для радиальной цепи А - 3 – 2 по полученным результатам расчета экономически целесообразного напряжения выбираем напряжение 110 кВ.

# 3. ПОТРЕБЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ

Потребление активной мощности в проектируемой сети в период наибольших нагрузок слагается из заданных нагрузок в пунктах потребления электроэнергии и потерь мощности в линиях, понижающих трансформаторах и автотрансформаторах.

Источниками активной мощности в электроэнергетических системах являются электрические станции. Установленная мощность генераторов электростанций должна быть, чтобы покрыть все требуемые нагрузки с учетом потребителей собственных нужд станций и потерь мощности в элементах сети, а также обеспечить необходимый резерв мощности в системе.

Наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети, составляет:

где:

- наибольшая активная нагрузка подстанции i, i = 1,2….n;

- коэффициент одновременности наибольших нагрузок подстанций;

- коэффициент суммарных потерь мощности в сети в долях от суммарной нагрузки подстанций.

.

Находим наибольшую суммарную реактивную мощность:

Тогда полная суммарная мощность

Находим наибольшую суммарную полную мощность:

Тогда полная суммарная мощность

Для комплексной оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах можно принять, что при каждой трансформации напряжения потери реактивной мощности составляют приблизительно 10 % от передаваемой через трансформатор полной мощности:

где:

= 1 - количество трансформаций напряжения от источника до потребителей в i - м пункте сети.

Суммарная наибольшая реактивная мощность, потребляемая с шин электростанций или районной подстанции, являющихся источниками питания для проектируемой сети может быть оценена по выражению:

где:

- наибольшая реактивная нагрузка узла i, i = 1,2….n;

= 0,98 – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок потребителей;

– суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и авто трансформаторах.

.

# 4. ВЫБОР ТИПА, МОЩНОСТИ И МЕСТО УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности сравнивается с указанным на проект значением реактивной мощности:

cosφ = 0,93 - коэффициент мощности на РЭС.

При проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства (КУ), суммарная мощность которых определяется из выражения:

104,4 МВАр > 43,5 МВАр;

.

На каждой подстанции должны быть установлены конденсаторные батареи мощностью:

Компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети. При выполнении норм экономически целесообразной компенсации реактивной мощности у потребителей на шипах НН подстанций должен быть доведен до значения .

Следуя указаниям, для сети 6-20 кВ, присоединенной к шинам подстанций с высшим напряжением 35, 110-150 и 220-330 кВ, базовый экономический коэффициент реактивной мощности принимается равным соответственно напряжениям 0,25; 0,3; 0,4.

Например, для напряжения 110 кВ:

Требуемая мощность конденсаторных батарей исходя из экономически целесообразного подхода:

Используя каталоги конденсаторных батарей [2] для компенсирующих устройств, подбираем их суммарную мощность. Результаты выбора, в том числе тип и количество сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Выбор конденсаторных батарей для компенсирующих устройств

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № узла | Число КУ | Тип КУ | Qб,i , МВAр | Qбi – Q ki, МВAр |
| 1 | 4 | УКЛ(П)56 – 10,5 – 3150 УЗ | 4×3,15+2×1,35=15,3 | 0,6 |
| 2 | УКЛ(П)56 – 10,5 – 1350 УЗ |
| 2 | 4 | УКЛ(П)56 – 10,5 – 900 УЗ | 4×0,9+2×2,7=9 | - 0,5 |
| 2 | УКЛ(П)56 – 10,5 – 2700 УЗ |
| 3 | 2 | УКЛ(П)56 – 10,5 – 2700 УЗ | 2×2,7+2×1,8=9 | - 0,45 |
| 2 | УКЛ(П)56 – 10,5 – 1800 УЗ |
| 4 | 4 | УКЛ(П)56 – 10,5 – 2250 УЗ | 4×2,25+2×0,45=9,9 | - 0,35 |
| 2 | УКЛ(П)56 – 10,5 – 450 УЗ |
| 5 | 4 | УКЛ(П)56 – 10,5 – 2700 УЗ | 4×2,7+2×0,45=11,7 | - 0,04 |
| 2 | УКЛ(П)56 – 10,5 – 450 УЗ |
|  |  | Итого | 54,9 |  |
| **Примечание.** Обращаем внимание, что для подстанций 1, 2 и 3 подбор конденсаторных батарей можно было сделать бы и лучше. | | | | |

Находим реактивную мощность, потребляемую в узлах из системы с учетом компенсирующих устройств:

Находим полную мощность с учетом компенсирующих устройств:

Суммарная уточненная полная мощность

# 5. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ВЛ 110 кВ

## 5.1. Расчет сечения проводов для варианта I

Сечения проводников электрической сети выбираются в зависимости от потока мощности, передаваемой по отдельным участкам линий электропередач. Сечения воздушных ЛЭП должны, как правило, укладываться в диапазон:

50 – 150 мм2 при напряжении 35 кВ;

70 – 240 мм2 при 110 кВ;

240 – 400 мм2 при 220 кВ.

Следует помнить, что по условиям короны существуют ограничения по минимальному сечению для воздушных ЛЭП напряжением выше 35 кВ.

- для одноцепной линии

- для двухцепной линии

где:

αi – коэффициент нагрузки, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принято αi = 1,05;

αt – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и попадания её в максимум энергосистемы, принято αt = 1.

Uном = 110 кВ.

Выбор мощности Si  для I варианта:

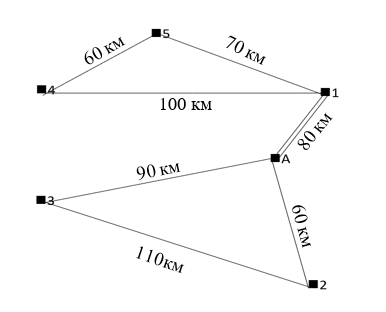


Рисунок 12 – Вариант I

Для кольцевой цепи 1 – 5 – 4 – 1 :



Рисунок 13 – Кольцевая цепь 1 – 5 – 4 – 1

Для кольцевой цепи А – 3 – 2 – А:



Рисунок 14 – Кольцевая цепь А – 3 – 2 – А

Соответствующие токи:

Полученные данные сводим в таблицу. Сечение проводов ВЛ 110 кВ выбираются в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду [3, с. 12].

Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех при напряжении 110 кВ должен быть не менее 11,4 мм (АС 70/11), при напряжении 220 кВ 21,6 мм (АС 240/32) или 24,0 мм (АС 300/39).

Определение сечений проводов сооружаемых ЛЭП при проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения проводов производится по нормированным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока [1].

Расчетное сечение F проводов фазы проектируемой ВЛ составляет:

где Iр – расчетный ток, А;

jн – нормированная плотность тока, А/мм2.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), нормированы следующие значения плотности тока для В Л 35.. .500 кВ (табл. 3).

Таблица 3 – Нормированные значения плотности тока для ВЛ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Проводники | Плотность тока, А/мм2, при числе часов использования максимума нагрузки, часов в год | | |
| более 1000 до 3000 | более 3000 до 5000 | более 5000 |
| Неизолированные провода и шины: | | | |
| медные | 2,0 | 1,7 | 1,4 |
| алюминиевые и сталеалюминиевые | 1,0 | 0,9 | 0,8 |

При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия - ветровое давление, толщина стенки гололеда, температура воздуха, степень агрессивного воздействия окружающей среды, интенсивность грозовой деятельности, пляска проводов и тросов, вибрация.

Определение расчетных условий по ветру и гололеду согласно ПУЭ должно производиться на основании соответствующих карт климатического районирования территории РФ с уточнением при необходимости их параметров в сторону увеличения или уменьшения по региональным картам и материалам многолетних наблюдений гидрометеорологических станций и метеопостов за скоростью ветра, массой, размерами и видом гололедно-изморозевых отложений. В малоизученных районах для этой цели могут организовываться специальные обследования и наблюдения (п.2.5.38 ПУЭ: Глава 2.5. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ) [4].

Таблица 4 – Сечения проводников электрической сети варианта I

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Линия | 1 - 5 | 5 - 4 | 1 - 4 | А - 3 | 3 - 2 | А - 2 |
| Si, МВА | 22,3 | 6,6 | 19,5 | 17,5 | 6,8 | 29,6 |
| Ip,i , А | 122,9 | 36,4 | 107,5 | 96,4 | 9,9 | 163,1 |
| Провод | АС - 125 | АС - 120 | АС - 120 | АС - 120 | АС - 120 | АС - 185 |

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой длительной нагрузке по нагреву [3, с. 16]:

IP.H ≤ IДОП.

Рассмотрим аварийный режим: **обрыв линии** электропередачи, когда питание на подстанцию поступает по лишь одной неповрежденной линии:

Таблица 4 – Сечение провода по допустимой токовой длительной нагрузке по варианту I

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Линия | 1 - 5 | 5 - 4 | 1 - 4 | А - 3 | 3 - 2 | А - 2 | А-1 |
| Sав, МВА | 52,1 | 26 | 41,7 | 41,8 | 26,1 | 41,8 | 67,8 |
| Провод | АС - 125 | АС - 120 | АС - 120 | АС - 150 | АС - 120 | АС - 185 | АС - 120 |
| IP.H ,А | 287,1 | 143,3 | 299,8 | 230,4 | 143,8 | 230,4 | 373,7 |
| IДОП, А | 375 | 375 | 375 | 375 | 375 | 375 | 375 |

## 5.2. Расчет сечения проводов для варианта II

Выбор мощности Si для варианта II:

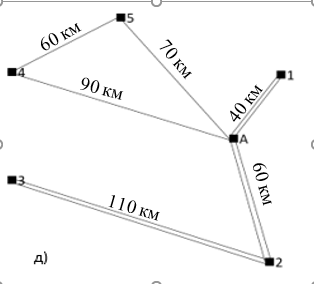


Рисунок 13 – Электрическая сеть промышленного района, вариант II

Для кольцевой цепи А - 4 -5 - А:



Рисунок 14 – Кольцевая цепь А – 4 – 5 – А

Для радиальной цепи А - 1.



Рисунок 16 – Радиальная цепь А – 1

- по одной линии

Для радиальной цепи А – 2 – 3:



Рисунок 12 – Радиальная цепь А – 2 – 3

- по одной линии

- по одной линии

Полученные данные сводим в таблицу:

Таблица 5 – Сечения проводников электрической сети варианта II

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Линия | А - 1 | А - 2 | 2 - 3 | А - 4 | А - 5 | 4 - 5 |
| Si, МВА | 13 | 23,5 | 7,9 | 17,75 | 17,57 | 8,35 |
| Ip,i , А | 71,64 | 129,50 | 43,5 | 97,82 | 96,82 | 46 |
| Провод | АС - 120 | АС - 150 | АС - 120 | АС - 120 | АС - 120 | АС - 120 |

Сечение проводов ВЛ 110 кВ выбираются в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду. Выбранные проводники представлены в таблице:

Выбранное сечение провода должно быть проверенно по допустимой токовой нагрузке по нагреву: IP.H ≤ IДОП. Рассмотрим аварийный режим: обрыв одной линии:

Расчеты аварийных токов сведем в таблицу:

Таблица 6 – Сечение провода по допустимой токовой длительной нагрузке по варианту II

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Линия | А - 1 | А - 2 | 2 - 3 | А - 4 | А - 5 | 4 - 5 |
| Sав, МВА | 26 | 31,4 | 15,7 | 41,8 | 41,8 | 15,7 |
| Провод | АС - 120 | АС - 150 | АС - 120 | АС - 120 | АС - 120 | АС - 120 |
| IP.H ,А |  | 173,04 |  |  |  |  |
| Iдоп, А | 375 | 375 | 375 | 375 | 375 | 375 |

# 6. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ

Количество трансформаторов выбирается с учетом категорий потребителей по степени надежности. Так как по условию курсового проекта, на всех подстанциях имеются потребители 1 категории и , то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

Согласно НТД в аварийных режимах трансформатор можно перегружать на 40 % на время максимумов общей продолжительностью 6 часов в сутки в течение не более 5 суток. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75.

Номинальная мощность одного трансформатора находится по формуле, МВА:

где – полная потребляемая мощность рассчитываемой подстанции, МВА.

Таблица 7 – Расчетная полная мощность подстанций с учетом компенсирующих устройств

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ПС | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Мощность,, МВА | 39,91 | 17,88 | 19,71 | 24,96 | 21,91 |
| Расчетная мощность, Sтр.расч i , МВА | 28,51 | 12,77 | 14,08 | 17,83 | 15,65 |

Выбираем соответствующие типы трансформатора по табл. 1.4.2 – 1.4.5 [3] и сводим данные в таблицу:

ТДН-16000/110 У1 – трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой и системой охлаждения Д (естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха).

ТРДН-25000/110 У1 и ТРДН-40000/110 У1 – трансформаторы силовые масляные трехфазные двухобмоточные с регулированием напряжения под нагрузкой, с расщепленной обмоткой низшего напряжения и системой охлаждения Д.

Таблица 8 – Выбор трансформаторов

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № ПС | Sтр.расч i , МВА | Кол - во | Тип трансформатора |
| 1 | 28,51 | 2 | ТРДН - 40000/110 У1 |
| 2 | 12,77 | 2 | ТДН - 16000/110 У1 |
| 3 | 14,08 | 2 | ТДН - 16000/110 У1 |
| 4 | 17,83 | 2 | ТРДН - 25000/110 У1 |
| 5 | 15,65 | 2 | ТДН - 16000/110 У1 |

Трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный типа ТРДН предназначен для преобразования электрической энергии переменного тока класса напряжения 110 кВ в электрическую энергию класса напряжения 6 или 10 кВ низшего напряжения.

Трансформатор имеет остов с трехстержневой шихтованной магнитной системой, собранной из листов холоднокатаной электротехнической стали. Обмотки из медного провода цилиндрические, размещены на стержнях остова концентрически. Линейные и нейтральный вводы ВН снабжены трансформаторами тока. Бак трансформатора колокольного типа с нижним разъемом снабжается арматурой для заливки, отбора проб, слива и фильтрации масла, подключения системы охлаждения и вакуум-насоса.

Регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) осуществляется переключающим устройством в нейтрали обмотки ВН в пределах + 9x1,78% номинального напряжения. Для перемещения в пределах подстанции трансформатор по требованию заказчика может быть снабжен поворотными каретками с ребордой. Колея для продольного перемещения - 1 524 мм, для поперечного - 2 000 мм.

Система охлаждения трансформатора имеет четыре радиатора. Цена: 8 000 тыс. руб. [ООО ПКФ «ЭНЕРГОЦЕНТР» http://ec74.tiu.ru/p28963543-transformator-trdn-16000.html]



Рисунок 17 – Трансформатор ТРДН-25000/110/10/10 У1, УХЛ1   
СТО 15352615-023-2011 [ec74.tiu.ru]

Таблица 8 – Паспортные данные силовых трансформаторов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | Sном, МВА | Uном, кВ | | Схема и группа соединения обмоток | uк, % | ΔPк, кВт | ΔPх, кВт | iх, % | Rт, Ом | Хт, Ом | ΔQх, кВар |
| ВН | НН |
| ТДН - 16000/110 | 16 | 115 | 11 | Yн/Д-11 | 10,5 | 85 | 19 | 0,7 | 4,38 | 86,7 | 112 |
| ТРДН - 25000/110 | 25 | 115 | 10,5/ 10,5 | Yн/Д-Д-11-11 | 10,5 | 120 | 27 | 0,7 | 2,54 | 55,9 | 175 |
| ТРДН - 40000/110 | 40 | 115 | 10,5/ 10,5 | Yн/Д-Д-11-11 | 10,5 | 172 | 36 | 0,65 | 1,4 | 34,7 | 260 |

На каждой ПС выбираем по 2 трансформатора, это связано с тем, что Рнагр больше 10 МВт.

Условия эксплуатации: высота установки над уровнем моря - не более 1000 м; температура окружающего воздуха при эксплуатации в рабочем состоянии от минус 45 °С до плюс 40 °C.

Выбранные трансформаторы имеют резерв дополнительной мощности, который может обеспечить рост передачи электроэнергии. Определяется резерв мощности по формуле (6.2).

Таблица 6.4 – Расчет нагрузочной способности на один силовой трансформатор в аварийном (ремонтном) режиме

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № ПС | , МВА | , МВА |  |
| 1 | 40 | 39,91 |  |
| 2 | 16 | 17,88 |  |
| 3 | 16 | 19,71 |  |
| 4 | 25 | 24,96 |  |
| 5 | 16 | 21,91 |  |

Значения с минусом означают возможную перегрузку, что потребует теплового расчета трансформатора, который возможно будет произвести при наличии суточных графиков нагрузки.

# 7. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ

Основные требования к главным схемам электрических соединений:

- схема должна обеспечивать надежное питание присоединенных потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с категориями нагрузки с учетом наличия или отсутствия независимых резервных источников питания;

- схема должна обеспечивать надежность транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети;

- схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать средствами автоматики восстановление питания потребителей в послеаварийной ситуации без вмешательства персонала;

- схема должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от одного этапа к другом;

- без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей;

- число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ должно быть не более двух при повреждении линии и не более четырех при повреждении трансформатора.

Одним из важнейших принципов построения сети, обеспечивающих требования надежности и минимума приведенных затрат, является унификация конструктивных решений по подстанциям.

Наибольший эффект может быть достигнут при унификации наиболее массовых подстанций, являющихся элементами распределительной сети энергосистем.

Необходимым условием для этого является типизация главных схем электрических соединений, определяющих технические решения при проектировании и сооружения подстанций.

## 7.1. Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

Для I варианта.

Для **ПС 110/10 кВ № 1 и 5** выбираем схему «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (схема №5Н) [6, стр. 43].



Рисунок 17 – Схема распределительных устройств подстанций ПС 1 и ПС 5

Для **ПС 110/10 кВ № 2 и 4** выбираем схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (схема №4Н) [6, стр. 42].



Рисунок 18 – Схема распределительных устройств подстанций ПС 2 и ПС 4

Для **ПС 110/10 кВ № 3** выбираем схему «Схема с одной секционированной системой сборных шин» (схема №9) [6, стр. 49].



Рисунок 19 – Схема распределительных устройств для подстанций ПС 3

Для **РЭС** выбираем схему «Одна рабочая секционированная система шин с подключением трансформаторов через развилку выключателей» (схема №9Н) [6, стр. 50].



Рисунок 20 – Схема распределительных устройств для центра питания А

Для II варианта.

Для **ПС 110/10 кВ №4** выбираем схему «Схема с одной секционированной системой сборных шин» (схема №9) [6, стр. 49]. Смотреть рисунок 19. Трансформатор ставится двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения. Установка выключателей Q3 и Q5, разъединителей QS5, 6, 9, 10 и их заземляющих ножей, а также трансформаторов тока TA3 и TA5 не требуется.

Для **ПС 110/10 кВ № 1, 2, 3 и 5** выбираем схему «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (схема №5Н) [6, стр. 43]. Смотреть рисунок 17.

На ПС №1 ставятся трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

Для **РЭС** выбираем схему «Одна рабочая секционированная система шин с подключением трансформаторов через развилку выключателей» (схема №9Н) [6, стр. 50]. Смотреть рисунок 20.

## 7.2. Применение схем РУ 10 кВ

Для I варианта и II варианта.

Для ПС 110/10 кВ №2, 3 и 4 выбираем схему «Одна, секционированная выключателями, система шин» (Схема №10(6)-1) [6, стр. 99].

Рисунок 21 – Схема №10(6)-1. Одна, секционированная выключателями,   
система шин

Для ПС 110/10 кВ №1 и 5 выбираем схему «Две, секционированные выключателями, системы шин» (Схема №10(6)-2) [6, стр. 100].



Рисунок 22– Схема №10(6)-2. Две, секционированные выключателями,   
системы шин

# 8. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Определим суммарные капиталовложения (К) на сооружение ЛЭП (КЛЭП) и подстанций (КПС):

К = КЛЭП + КПС

КПС = КОРУ + КТР + КПОСТ. ЗАТР

где:

КОРУ – капиталовложения на сооружение ОРУ;

КТР – капиталовложения на сооружение трансформаторов;

КПОСТ.ЗАТР. – постоянная часть затрат по подстанциям 35-1150 кВ.

Стоимость сооружения воздушных линий 110 кВ.

Району по толщине стенки гололёда относится Анивский городской округ.

Согласно своду правил СП 20.13330-2011 «Нагрузки и воздействия» Александровск-Сахалинский район относится к IV району по толщине стенки голода.

Таблица 8.1 – Стоимость сооружения ЛЭП в IV районе по гололеду [3, табл. 2.3.3], тыс. руб./км в ценах 1 января 1984 года

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Опоры (стальные) | Провода сталеалюминиевые сечением, мм2 | | | | | |
| 70/11 | 95/16 | 120/19 | 150/24 | 185/29 | 240/32 |
| Одноцепные | 21,5 | 20,6 | 20,6 | 20,6 | 21,0 | 21,7 |
| Двухцепные | 32,8 | 30,8 | 31,0 | 31,6 | 31,8 | 34,4 |

Для I варианта:



Для II варианта:



где:

20,6 и 31,0 – стоимость сооружения 1 км ЛЭП проводом АС 120\19 на стальных опорах;

252,11 – коэффициент пересчета на 1 января 2015 года к ценам 1984 года.

**Примечание.** В августе 2018 года для проектирования СМР на IV квартал использовать коэффициент **252,11** (без НДС) [Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 августа 2018 г. N КЦ/2018-08ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на август 2018 года" //ОЦЕНЩИК.РУ: [Электронный ресурс] URL:<http://www.ocenchik.ru/documents/realty/index/> (дата обращения 20.11.18)]. Или использовать текущие данные по времени расчетов.

Стоимость двух блочных и двух мостиковых схем ОРУ дана в [3, табл. 2.2.1], а стоимость ячейки ОРУ 35-1150 кВ с выключателями приведена [3, табл. 2.2.2] в ценах 1 января 1984 года.

Для I варианта:

Для II варианта:

где:

36,3 тыс. руб. – стоимость «Блока линия-трансформатор с выключателем» для подстанций ПС 1 и ПС 5;

120 тыс. руб. – стоимость «Мостика с выключателями в перемычке и в цепях трансформаторов» для ПС 2 и ПС 4;

42 тыс. руб. – стоимость «Ячейки ОРУ 35-1150 кВ с выключателями» (для схем с количеством выключателей более трех в центра питания А и ПС 3);

8 – число выключателей выбирают в схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (А и ПС 3).

Стоимость трансформатора ТРДН-40000/110 У1 с расщепленной обмоткой НН и РПН принята 28 560 тыс. руб. на основе данных сайта [Электронная торговая площадка B2B-Center URL:http://www.b2b-energo.ru/market/view.html?id=75614 (дата обращения 26.09.2019)].

Стоимость трансформаторов ТРДН 25000/110/10/10 У1 принята 12000 тыс. руб. [http://sanktpeterburg.flagma.ru/transformator-trdn-25000-110-10-10-u1-o2369553.html]

Стоимость трансформаторов ТДН 16000/110 У1 принтята 8000 тыс. руб.

Итого цена всех трансформаторов:

Постоянная часть затрат по подстанциям 35 – 1150 кВ:

130 тыс. руб. – для подстанции 110/10 кВ без выключателей;

210 тыс. руб. – для подстанции 110/10 кВ с использованием мостика;

290 тыс. руб. – для подстанции 110/10 кВ с использованием сборных шин.

Для I варианта:

Для II варианта:

Тогда капитальные вложения составят:

Для I варианта:

К1 = 729093,5 +695006,1 = 1 424 099,6 тыс. руб.

Для II варианта:

К2 = 698511,7 + 784426,9 = 1 482 938,6 тыс. руб.

Определим доход от передачи электрической энергии:

где:

b – тариф от передачи электрической энергии. В 2018 году принимаем тариф **0,75** руб./кВт·ч, см. ПРИКАЗ от 28 декабря 2015 года № 162-Э "Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Сахалинской области "Дата электронного опубликования: 30.12.15.

Тmax – число часов использования максимальной нагрузки (Тmax = 4200 часов в год);

N – число подстанций.

Для I варианта и II варианта:

Определяем суммарные издержки (текущие затраты) электроэнергетической системы в год, в которые включаем амортизационные отчисления и издержки на электрические потери:



где:

 - издержки на амортизацию основного оборудования: ЛЭП, ОРУ, трансформаторов.

Для I варианта:



Для II варианта:



Коэффициенты амортизационных отчислений 2,8 и 9,4 выбираются [3, табл. 2.1.3, с. 33].

Общие электрические потери

где:

ΔWОБЩ – общие потери электроэнергии.

Расчет потерь электроэнергии выполнен в соответствии с п. 23 Инструкции по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утв. приказом Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 326 (в ред. Приказа Минэнерго РФ от 01.02.2010 № 36).

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям включают в себя:

а)технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;

б) потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.

Объем (количество) технологических потерь электроэнергии в целях определения норматива технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитывается в соответствии с Методикой расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде (приложение 1 к Инструкции № 326).

Технические потери электроэнергии в электрических сетях, возникающие при ее передаче по электрическим сетям, состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки) **условно-постоянных** потерь и потерь, объем которых зависит от величины передаваемой мощности (нагрузки) **нагрузочных** (переменных) потерь.

Расход электроэнергии на **собственные нужды** определяется в соответствии с приборами учета. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды приведена в приложении 2 к Инструкции № 326.

**Условно-постоянные потери электроэнергии** – технические потери электроэнергии, практически не зависящие от нагрузки. Условно-постоянные потери электроэнергии трансформаторной подстанции 110 кВ включают в себя:

* потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
* потери на корону в воздушных линиях (ВЛ) 110 кВ и выше;
* потери в синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах;
* потери в шунтирующих реакторах (ШР), соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанции (СППС);
* потери в системе учета электроэнергии, в ом числе, трансформаторах тока (ТA), трансформаторах напряжения (ТV), счетчиках и соединительных проводах;
* потери в вентильных разрядниках (RV), ограничителях перенапряжений (ОПН);
* потери в устройствах присоединений высокочастотной связи (ВЧ связи);
* потери от токов утечки по изоляторам ВЛ и потери в изоляции кабелей;
* расход электроэнергии на собственные нужды (СН) подстанций (ПС);
* расход электроэнергии на плавку гололеда.

Потери электрической мощности **на холостой ход** при работе нескольких силовых трансформаторов:

где:

k – количество одинаковых трансформаторов на ПС, в нашем случае k = 10;

ΔPХХ – потери активной мощности в режиме холостого хода по паспорту, 36 кВт для трансформаторов ТРДН - 40000/110.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах для обоих вариантов:

где:

Тгод – годовая длительность работы трансформаторов, 8760 час.

Таблица 7 – Удельные годовые потери электроэнергии на корону

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе | Удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВт·ч/км в год, в регионе | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 750-5x240 | 193,3 | 176,6 | 163,8 | 144,6 | 130,6 | 115,1 | 153,6 |
| 750-4x600 | 222,5 | 203,9 | 189,8 | 167,2 | 151,0 | 133,2 | 177,3 |
| 500-3x400 | 130,3 | 116,8 | 106,0 | 93,2 | 84,2 | 74,2 | 103,4 |
| 500-8x300 | 6,6 | 5,8 | 5,2 | 4,6 | 4,1 | 3,5 | 5,1 |
| 330-2x400 | 50,1 | 44,3 | 39,9 | 35,2 | 32,1 | 27,5 | 39,8 |
| 220ст-1х300 | 19,4 | 16,8 | 14,8 | 13,3 | 12,2 | 10,4 | 15,3 |
| 220ст/2-1x300 | 18,0 | 15,6 | 13,8 | 12,4 | 11,8 | 9,7 | 14,3 |
| 220жб-1x300 | 28,1 | 24,4 | 21,5 | 19,3 | 17,7 | 15,1 | 22,2 |
| 220жб/2-1х300 | 24,0 | 20,7 | 18,3 | 16,5 | 15,1 | 12,9 | 19,0 |
| 220-3x500 | 1,3 | 1,1 | 1,0 | 0,9 | 0,8 | 0,7 | 1,0 |
| 154-1x185 | 7,2 | 6,3 | 5,5 | 4,9 | 4,6 | 3,9 | 5,7 |
| 154/2-1x185 | 5,2 | 4,6 | 4,0 | 3,6 | 3,4 | 2,9 | 4,2 |
| 110ст-1x120 | 1,07 | 0,92 | 0,80 | 0,72 | 0,66 | 0,55 | 0,85 |
| 110ст/2-1x120 | 0,71 | 0,61 | 0,54 | 0,48 | 0,44 | 0,37 | 0,57 |
| 110жб-1х120 | 1,71 | 1,46 | 1,28 | 1,15 | 1,06 | 0,88 | 1,36 |
| 110жб/2-1x120 | 0,93 | 0,8 | 0,7 | 0,63 | 0,57 | 0,48 | 0,74 |
| **Примечания**  1. Значения потерь соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент к=366/365.  2. Индексы "ст" и "жб" обозначают стальные и железобетонные опоры.  3. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.  4. 110ст-1x120 – одноцепная линия, 110ст/2-1x120 – двухцепная. | | | | | | | |

При расчете потерь электроэнергии на корону на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в таблице, умножаются на отношение Fт/Fф, где Fт - суммарное сечение проводов фазы; Fф - фактическое сечение проводов линии.

Потери электроэнергии на корону (Сахалинская область относится к региону 1).

Вариант I

Вариант II

Таблица 8 – Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер региона | Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс.кВт·ч/км в год, при напряжении, кВ | | | | | | | | | | |
| кВ | 6 | 10 | 15 | 20 | 35 | 110 | 154 | 220 | 330 | 500 | 750 |
| 1 | 0,21 | 0,33 | 0,48 | 0,64 | 0,69 | 1,08 | 1,24 | 1,35 | 2,01 | 3,05 | 4,58 |
| 2 | 0,22 | 0,35 | 0,52 | 0,68 | 0,73 | 1,15 | 1,32 | 1,44 | 2,15 | 3,25 | 4,87 |
| 3 | 0,28 | 0,45 | 0,67 | 0,88 | 0,95 | 1,49 | 1,71 | 1,86 | 2,78 | 4,20 | 6,31 |
| 4 | 0,31 | 0,51 | 0,75 | 1,00 | 1,07 | 1,68 | 1,93 | 2,10 | 3,14 | 4,75 | 7,13 |
| 5 | 0,27 | 0,44 | 0,65 | 0,87 | 0,92 | 1,46 | 1,68 | 1,82 | 2,72 | 4,11 | 6,18 |
| 6 | 0,22 | 0,35 | 0,52 | 0,68 | 0,73 | 1,15 | 1,32 | 1,44 | 2,15 | 3,25 | 4,87 |
| 7 | 0,16 | 0,26 | 0,39 | 0,51 | 0,55 | 0,86 | 0,99 | 1,08 | 1,61 | 2,43 | 3,66 |
| **Примечание** - Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент к = 366/365. | | | | | | | | | | | |

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Вариант I

Вариант II

Таблица 9 – Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Число проводов в фазе и сечение, мм2 | Суммарное сечение проводов в фазе, мм2 | Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс.кВт·ч/км в год, в районе по гололеду | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 4x600 | 2400 | 0,171 | 0,236 | 0,300 | 0,360 |
| 8x300 | 2400 | 0,280 | 0,381 | 0,479 | 0,571 |
| 3x500 | 1500 | 0,122 | 0,167 | 0,212 | 0,253 |
| 5x240 | 1200 | 0,164 | 0,223 | 0,280 | 0,336 |
| 3x400 | 1200 | 0,114 | 0,156 | 0,197 | 0,237 |
| 2x400 | 800 | 0,076 | 0,104 | 0,131 | 0,158 |
| 2x300 | 600 | 0,070 | 0,095 | 0,120 | 0,143 |
| 1x330 | 330 | 0,036 | 0,050 | 0,062 | 0,074 |
| 1x300 | 300 | 0,035 | 0,047 | 0,060 | 0,071 |
| 1x240 | 240 | 0,033 | 0,046 | 0,056 | 0,067 |
| 1x185 | 185 | 0,030 | 0,041 | 0,051 | 0,061 |
| 1x150 | 150 | 0,028 | 0,039 | 0,053 | 0,064 |
| 1x120 | 120 | 0,027 | 0,037 | 0,046 | 0,054 |
| 1x95 и менее | 95 | 0,024 | 0,031 | 0,038 | 0,044 |
| Примечания:  1. Удельный расход приведен в расчете на три фазы.  2. Значения расхода, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете расхода в високосном году применяется коэффициент к = 366/365. | | | | | |

Потери электроэнергии на плавку гололеда ВЛ

Вариант I

Вариант II

Расчет потерь электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках приняты по рекомендациям [5], исходя из соотношения 4,6 МВт·час на 1 МВА мощности сети.

Расчет для обоих вариантов.

Расчет потерь электроэнергии в компенсирующих устройствах

К статическим компенсирующим устройствам (КУ) относятся батареи статических конденсаторов (БК) и статические тиристорные компенсаторы (СТК). В проектируемой подстанции применяются батареи статических конденсаторов.

Значение ΔPку принимают равным для БК 0,003 кВт/кВАр, для СТК 0,006 кВт/кВАр. Выбираем батареи СТК с общей компенсирующей мощностью ΔQКУ = 54,9 МВАр (см. табл. 2).

Годовое потребление реактивной мощности на стороне ВН, МВАр·час для обоих вариантов:

где

8760 час – годовая длительность работы компенсирующих устройств.

Расчет потерь электроэнергии в шунтирующих реакторах, соединительных проводах и сборных шинах.

Таблица 10 – Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах (ШР) и соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид оборудования | Удельные потери электроэнергии при напряжении, кВ | | | | | | | | | | | |
| 6 | 10 | 15 | 20 | 35 | 60 | 110 | 154 | 220 | 330 | 500 | 750 |
| ШР, тыс.кВт.ч/МВхА в год | 84 | 84 | 74 | 65 | 36 | 35 | 32 | 31 | 29 | 26 | 20 | 19 |
| СППС, тыс.кВт.ч на ПС в год | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 3 | 6 | 11 | 18 | 31 | 99 | 415 | 737 |
| Примечание - Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент к = 366/365. | | | | | | | | | | | | |

Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах одной подстанции 110 кВ принято 32 МВт∙час в год на 1 МВА максимальной мощности сети.

Всего для обоих вариантов:

32 (39,91 + 17,88 + 19,71 + 24,96 + 21,91) = 3979,8 МВт∙час.

Потери электроэнергии в **соединительных проводах и сборных шинах** подстанции 110 кВ определены из расчета удельной потери электроэнергии на одну подстанцию 11 МВт∙час в год.

Всего для обоих вариантов: 10 × 11 = 110 МВт∙час.

Расход электроэнергии на **собственные нужды** условно определяется в 15 % от рассчитанных условно-постоянных потерь.

Потери, обусловленные **допустимыми погрешностями системы учета** электроэнергии в данном расчете приняты 2 % от суммы выше перечисленных условно-постоянных потерь.

Итого условно-постоянные потери электроэнергии:

Вариант I

(8.10)

Вариант II

Расчет нагрузочных потерь электроэнергии

Нагрузочные (переменные) потери электроэнергии – технические потери электроэнергии в линиях и силовых трансформаторах, зависящие от передаваемой нагрузки. Нагрузочные потери электроэнергии могут быть определены для:

* воздушных и кабельных линиях;
* трансформаторах (автотрансформаторах);
* шинопроводах;
* токоограничивающих реакторах.

Расчет нагрузочных потерь электроэнергии в **силовых трансформаторах.**

Нагрузочные потери электроэнергии в силовых трансформаторах 110 кВ с расщепленной обмоткой низшего напряжения определены по методу оперативных расчетов.

Потери электрической энергии одного трансформатора определяются по формуле:

, (8.11)

где:

РКЗ – потери короткого замыкания при номинальной нагрузке обмотки высшего напряжения, кВт;

τmax – время максимальных потерь.



Если на подстанции работают два одинаковых трансформатора, то потери электрической энергии составят

Общие потери электроэнергии трансформаторов пяти подстанций в сети составят



где, значения определены номером соответствующей подстанции.

Тогда, нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах:

Нагрузочные потери в ЛЭП для I варианта:



Например, для участка А-4:



где:

IнбА-4 – наибольший ток, принимают равным IрА-4, который был определен при выборе сечений проводов;

rА-4 – активное сопротивление линии А-4. Расчетные данные ЛЭП со сталеалюминиевыми проводами АС-120/19 (на 100 км) r0 = 24,9 Ом; для провода АС-150/24 r0 = 19,8 Ом.

ΔWЛЭП А-4 =3·592·(24,9·10-2·30·2)·4765,44·10-6 = 743,496 МВт·ч;

ΔWЛЭП 4- 2 =3·24,62·(24,9·10-2·33·2)·4765,44·10-6 = 142,180 МВт·ч;

ΔWЛЭП А-3 =3·112,32·(19,8·10-2·30·2)·4765,44·10-6 = 2 141,455 МВт·ч;

ΔWЛЭП 3-5 =3·125,62·(24,9·10-2·50)·4765,44·10-6 = 2 807,843 МВт·ч;

ΔWЛЭП 5-1 =3·52·(24,9·10-2·35)·4765,44·10-6 = 3,115 МВт·ч;

ΔWЛЭП 3-1 =3·2342·(24,9·10-2·30)·4765,44·10-6 = 5 847,585 МВт·ч.

Для II варианта:

ΔWЛЭП А-4 =3·89,32·(24,9·10-2·30·2)·4765,44·10-6 = 1 703,247 МВт·ч;

ΔWЛЭП 4- 2 =3·52,12·(24,9·10-2·33)·4765,44·10-6 = 318,869 МВт·ч;

ΔWЛЭП 2-5 =3·41,662·(24,9·10-2·24)·4765,44·10-6 = 148,277 МВт·ч;

ΔWЛЭП 4-5 =3·115,22·(24,9·10-2·35)·4765,44·10-6 = 1 653,471 МВт·ч;

ΔWЛЭП А-1 =3·143,32·(24,9·10-2·53)·4765,44·10-6 = 3 874,288 МВт·ч;

ΔWЛЭП 1-3 =3·83,222·(24,9·10-2·30)·4765,44·10-6 = 739,606 МВт·ч;

ΔWЛЭП А-3 =3·207,772·(24,9·10-2·30)·4765,44·10-6 = 4 610,102 МВт·ч.

Расчеты потерь электроэнергии в шинопроводах приняты 1% от потерь в ЛЭП.

Принимаем к установке на каждой подстанции один сдвоенный реактор шунтирующий типа РБСД-10-2х1600-0,25У3 с параметрами ΔPТОР = 35 кВт. Тогда потери электроэнергии во всех реакторах

Итого нагрузочные (переменные) потери электроэнергии

Вариант I

Вариант II

Общие потери электроэнергии

Вариант I

Вариант II

Общие электрические потери варианта I

Общие электрические потери варианта II

Суммарные издержки (текущие затраты)

Определим налог на прибыль:

Н=0,2 × П

где:

0,2 – ставка налога на прибыль 20 %;

П – прибыль от передачи электроэнергии

Для I варианта:

Для II варианта:

Величина чистой прибыли:

Для I варианта:



Для II варианта:



Определим средний срок окупаемости:



Для I варианта:



Для II варианта:



Определив и проанализировав технико-экономические характеристики двух вариантов районных электрических сетей, выбираем наиболее экономичный и выгодный I вариант.

Дальнейшие расчеты ведутся только для выбранного варианта.

При результатах срока окупаемости более 10 лет следует выбор иного оборудования и проводов ЛЭП, которое снизит потери электроэнергии.

# 9. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТИ

## 9.1. Максимальный режим

## 9.1.1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах

Расчетная нагрузка ПС определяется по формуле:

где:

- нагрузка i-ой ПС;

- потери полной мощности в трансформаторе;

- реактивные мощности, генерируемые в начале линии ab и конце линии da.

Емкостные мощности линий определяются по номинальным напряжениям:

где:

- емкостные проводимости линий.

Для **одноцепных** линий емкостная проводимость определяется следующим образом:

где:

- удельная емкостная проводимость линии;

- длина линии.

Для двухцепных линий:

Определим потери мощности в трансформаторе согласно:

где:

k - количество одинаковых трансформаторов ПС;

- полная мощность i-ой ПС;

, , , - паспортные данные трансформаторов.

Потери полной мощности в трансформаторе:

Для ПС 1 (2×ТРДН - 40000/110):

Для ПС 2 (2×ТДН - 16000/110):

Для ПС 3 (2×ТДН - 16000/110):

Для ПС 4 (2×ТРДН - 25000/110):

Для ПС 5 (2×ТРДН - 40000/110):

Определим расчетные нагрузки соответствующих подстанций:

## 9.1.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Рассмотрим кольцо 1 – 4 – 5 – 1 (см. Рисунок 9.1). Определим полные сопротивления линий в табл. 11.

Таблица 11 – Полные сопротивления линий

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Линия | Марка провода | zл = (r0 + јx0)Lл, Ом |
| 1 - 4 | АС – 120/19 |  |
| 4 - 5 | АС – 120/19 |  |
| 5 - 1 | АС – 120/19 |  |

Таблица 12 – Сопряженные сопротивления линий

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Линия | Марка провода | zл = (r0 – јx0)Lл, Ом |
| 1 – 4 | АС – 120/19 |  |
| 4 – 5 | АС – 120/19 |  |
| 5 – 1 | АС – 120/19 |  |

С помощью выражения:

Определим приближенное потоков мощности распределение в кольце (без учета потерь мощности), для соответствующих линий:



Рисунок 21 – Кольцевая цепь 1 – 4 – 5 – 1

Осуществив расчеты получим,

По первому закону Кирхгофа определим распределение полной мощности в линии 5-1:

Проведем расчет с учетом потерь мощности «разрежем» линию с двухсторонним питанием в узле 5 потоков раздела (Рисунок 8).



Рисунок 22 – Преобразование кольцевой линии 1 – 4 – 5 – 1

Нагрузки в узлах 4 и 4' равны:

Потери мощности в линии 1– 4:

Umax – наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ [ГОСТ 29322-92 (переиздание 2004 года)]. Для сети 110 кВ следует принять 123 кВ.

Мощность в начале линии 1-4:

Для линии 5-1:

Для линии 4’-5:

## 9.1.3. Определение значения напряжения в узловых точках (в точках на стороне ВН) в максимальном режиме

Напряжение в узловых точках определяется по формуле (9.11):

для двухцепной линии:

для кольцевой схемы:

где – напряжение питания подстанции, кВ;

*–* активная и реактивная мощность нагрузки подстанции в конце линии, МВт и МВАр;

– продольная составляющая падения напряжения, кВ;

– поперечная составляющая падения напряжения, кВ; так как в сетях до 110 кВ включительно поперечная составляющая мала, то с достаточной степенью точности, считают, что потеря напряжения равна продольной составляющей падения напряжения. Ошибка от принятого допущения в самом худшем случае при cos φ2 = 1 не превышает 0,55%.

В сетях напряжением 220 кВ и выше расчет следует выполнять, учитывая обе составляющие падения напряжения.

Для ПС № 1:

Для ПС № 2:

**Для ПС № 3:**



**Для ПС № 4:**



Для ПС № 5:

## 9.1.4. Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме

Напряжение на шинах низкого напряжения приведенное к стороне высшего напряжения для трансформаторов с не расщепленными обмотками (2, 3, 5) типа ТДН, ТД, ТДЦ, ТМН определяется по формуле:

где:

- активная и реактивная мощности нагрузки в рассматриваемом режиме;

- активное и реактивное сопротивление трансформаторов.

На подстанциях 1 и 4 установлены трансформаторы с расщепленными обмотками, поэтому определяется по формуле:

где

где:

Используя выше приведенные формулы, определим соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 1 (2×ТРДН-40000/110):

Для ПС № 2 (2×ТДН-16000/110):

Для ПС № 3 (2×ТДН-16000/110):

Для ПС № 4 (2×ТРДН-25000/110):

Для ПС № 5 (2×ТДН-16000/110):

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения , определим по выражению:

где:

∆UОТВ - ступень регулирования напряжения.

Для ПС № 2:

,

округляем nотв,2 = - 2,1

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определим по формуле:

Рассчитаем отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ():

Для ПС № 5:

Округляем nотв,5 = - 3

Для ПС № 4:

nотв,4 = - 2,1

Для ПС № 1:

Округляем nотв,1 = - 4

Для ПС № 3:

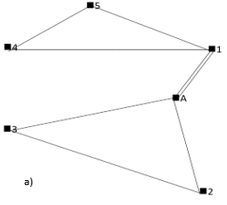
Результаты расчета запишем в таблицу.

Таблица 13 – Напряжения в электрической сети в максимальном режиме

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ПС |  |  |  |  |  |
| 2 | 116 | - 2,07 | - 2 | 11 | 10 |
| 5 | 114 | - 3,02 | - 3 | 11 | 10 |
| 4 | 116 | - 2,07 | - 2 | 11 | 10 |
| 1 | 113 | - 3,4 | - 4 | 11 | 10 |
| 3 | 114 | -3,02 | - 3 | 11 | 10 |

## 9.2. Послеаварийный режим

Рассмотрим обрыв линии 1-4 в треугольнике 1-4-5-1:



~

~

Рисунок 24 – Схема обрыва линии 1 - 4

Определим расчетную мощность подстанции № 5:



Рисунок 25 – Расчетная мощность подстанции № 5

Мощность в начале линии 1 - 5:

Потери мощности в линии 1 - 5 при обрыве линии 3 - 5:

Для линии 3 - 1:

Для линии А - 3:

Для линии А - 4:

Для линии 4- 2:

## 9.2.1. Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме

Напряжение в точках определяется, с учетом соответствующих линий:

## 9.2.2. Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме

Для ПС № 2:

Для ПС № 5:

Для ПС № 4:

Для ПС № 1:

Для ПС №3:

Результаты расчета запишем в таблицу.

Таблица 14 – Напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ПС |  |  |  |  |  |
| 2 | 114,3 | - 2,86 | - 3 | 11 | 10 |
| 5 | 113,2 | - 3,34 | - 3 | 11 | 10 |
| 4 | 115 | - 2,6 | - 3 | 11 | 10 |
| 1 | 111,3 | - 4,3 | - 4 | 11 | 10 |
| 3 | 113,3 | - 3,3 | - 3 | 11 | 10 |

# 10. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПС № 2

# 10.1. Составление схемы замещения

При определении сопротивлений элементов эквивалентной схемы замещения за базисное условия приняты: Sб = 1000 МВ·А, за коэффициенты трансформации трансформаторов принимаем отношение этих же напряжений. Составляем схему замещения для ПС № 2:



Рисунок 26 – Схема замещения для ПС № 2

Базисное напряжение на I ступени: Uб1 = 10,5 кВ.

Базисное напряжение на II ступени:

Базисные токи:

Система:

Сопротивление линии Л:

Сопротивление трансформатора Т:

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН:

Ток трехфазного КЗ на стороне НН:

## 10.2. Выбор электрических аппаратов, токоведущих частей и измерительных приборов

Сторона 110кВ: Iпо = 3,33 кА.

Та = Хрез / (ωRрез) = 1,3/(314×0,76) = 0,005

Определим ударный ток КЗ:

где:

Ку = 1+е - 0,01/Та = 1+е - 0,01/0,005 = 1,16

Выбираем выключатель - элегазовый типа ВГУ - 110.

Uном = 110 кВ;

Iном = 2 кА;

β = 47%;

tсб = 0,025 с;

tотк = 0,055 с

t = tрэ + tсб = 0,01 + 0,025 = 0,035 с

Проверка на электродинамическую стойкость:

Выбираем разъединитель:

Uном = 110кВ, а Iном = 1кА;

Iтерм.уст = 31,5кА;

t = 3с.

Ток термической стойкости для разъединителя:

Таблица 14 – Встроенный трансформатор тока

|  |  |
| --- | --- |
| Расчетные данные | Каталожные данные |
| Uуст = 110 кВ | Uном = 110 кВ |
| Imax = 314,9 А | Iном = 600 А; Iтерм = 20 кА |
| Вк = 0,67кА2·с | I2ном·tт = 202·3 = 1200 кА2·с |

Таблица 15 – Трансформатор тока

|  |  |
| --- | --- |
| Расчетные данные | Каталожные данные |
| Uуст = 110 кВ | Uном = 110 кВ |
| Imax = 314,9 А | Iном = 600 А |
| Iуд = 1,16 кА | Iтер = 43,3 кА |
| Вк = 0,67 кА2·с | I2тер·tт = 43,32·3 = 5624,67 кА2·с |

Ограничитель перенапряжения - ОПН 110У УХЛ1.

Заградители:

ВЗ -400 - 0,5 У1;

Uном = 110 кВ;

Iном = 400 А.

Изоляторы наружной установки 110 кВ подвесного типа ЛК 70/110 - AIV.

Сборные шины:

Провод:

- Iдоп = 375 А;

- радиус провода r0 = 7,6мм = 0,76 см.

Расстояние между фазами D = 300 см.

Начальная критическая напряженность:

где:

m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов m =0,82);

r0 - радиус провода.

Напряженность около поверхности провода:

Сторона 10 кВ:

Та = Хрез / (ωRрез) = 6,96/(314×1,35) = 0,016

Определим ударный ток КЗ:

где:

Ку = 1+е - 0,01/Та = 1+е - 0,01/0,016 = 1,54

Выбираем выключатель - элегазовый типа VF12.20.31:

Uном = 10 кВ;

Iном = 2 кА;

Iотк.ном = 31,5 кА;

β = 40%;

tсб = 0,06с;

tотк = 0,08с.

t = tрэ + tсб = 0,01 + 0,06 = 0,07 с

Проверка на электродинамическую стойкость:

Таблица 16 – Трансформатор тока ТЛ - 10УЗ

|  |  |
| --- | --- |
| Расчетные данные | Каталожные данные |
| Uуст = 110 кВ | Uном = 110 кВ |
| Imax = 1900,74 А | Iном = 2000 А |
| Iуд = 16,77 кА | Iдин = 81кА; Iтерм = 31,5 кА |
| Вк = 5,69 кА2·с | I2терм·tт = 31,52·4 = 3969 кА2·с |

Трансформатор напряжения - НТМИ - 10 - 66:

Uном = 10 кВ;

S2Н = 120 ВА.

Изоляторы наружной установки 10 кВ опорного типа ИОСК.

Выбор алюминиевых шин в цепи трансформатора ТРДН-40000/110 на стороне 10 кВ.

Расчетный ток нормального режима трансформатора:

Для алюминиевых шин:

.

Выбираем алюминиевые шины коробчатого сечения:

S = 2 × 1010 = 2020 мм2;

а = 100 мм;

с = 6 мм;

Расчетный ток продолжительного режима трансформатора:

Условие плотности тока шины:

где:

Кав.п - коэффициент аварийной перегрузки, принимаемый = 1;

Кϑ - поправочный коэффициент на температуру окружающей среды 1.

Iпрод.доп - продолжительно допустимый ток при нормированном значении температуры окружающей среды.

# БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Практические задачи электрических сетей: учебное пособие /С. С. Ананичева, М. А. Калинкина. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – 112 с.
2. Медиа ресурс: Конденсаторные установки высокого напряжения нерегулируемые, стандартной комплектации, для эксплуатации внутри помещения (У3) //ОАО «СКЗ КВАР» URL: <https://goo.gl/qdpy5z> (дата обращения 01.06.2016).
3. Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Учебное электронное текстовое издание. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. – 52 с.
4. Правила устройства электроустановок: Седьмое издание (ПУЭ). – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2019. – 488 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.
6. ОАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» – «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения». СТО 56947007-29.240.30.010-2008 URL: <https://goo.gl/lUPfFF> /дата обращения 14.06.2016 г.
7. Медиа ресурс: Выключатели элегазовые серии ВГТ на 35, 110 и 220 кВ компании «Энергомаш», «Уралэлектротяжмаш» URL: <http://goo.gl/vwzlHc> /дата обращения 07.08.2016 г.
8. Медиа ресурс: ЗАО «Группа компаний «Электрощит» ТМ – Самара» Каталог «Электроаппараты» версия 12 URL: <http://goo.gl/DthSJs> /дата обращения 07.08.2016 г.
9. Медиа ресурс: ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" Трансформаторы тока маломасляные ТОМ-110 III. URL: <http://goo.gl/8JD3fj> /дата обращения 07.08.2016 г.
10. Медиа ресурс: АО «ГК «Таврида Электрик» Техническая информация ОПН 6-110 кВ URL: <http://goo.gl/lG5Efa> /дата обращения 07.08.2016 г.
11. Медиа ресурс: ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые ЗНГ-110 URL: <http://goo.gl/DeOCxs> /дата обращения 07.08.2016 г.
12. Медиа ресурс: Таврида электрик. Руководство по эксплуатации. Вакуумный выключатель BB/TEL. URL: [www.tavrida.ru/doc/?276](file:///C:\Users\maksimov_vp\Documents\Мой%20ВП\Предметы\ЭЭСС\Курсовой%20проект\ЭЭСС_КП_2019\www.tavrida.ru\doc\%3f276) /дата обращения 07.08.2016 г.
13. Медиа ресурс: ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" Трансформаторы тока ТОЛ-10. URL: <http://goo.gl/HhOLWW> /дата обращения 07.08.2016 г.
14. Медиа ресурс: ЗАО «Группа компаний «Электрощит» ТМ – Самара» ТИ 0РТ.135.005 ЗНОЛ, НОЛ-СЭЩ 6, 10, 20, 35. URL: <http://goo.gl/ZY0AZx> (дата обращения 07.08.2016).
15. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. М.:Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.



Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

92

ЭЭСС.1457АА.АА.000 ПЗ

**ПРИЛОЖЕНИЕ А.   
ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**



Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

93

ЭЭСС.1457АА.АА.000 ПЗ