

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы Релейная защита и автоматизация  
электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической сети напряжением 35 кВ филиала АО  
«Дальневосточная распределительная сетевая компания» Приморские  
электрические сети на участке АТЭЦ - Шахтовая - Артемовская

Исполнитель  
студент группы

\_\_\_\_\_

М.А. Осинцев

Руководитель  
доцент

\_\_\_\_\_

А.Г. Ротачева

Нормоконтроль  
доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ  
И.о. зав. кафедрой

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента: \_\_\_\_\_

1. выпускной квалификационной работы (проекта): \_\_\_\_\_

(утверждена приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (проекта) (перечень подлежащих разработке вопросов):

\_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (проекту) (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

**ОТЗЫВ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Направление подготовки \_\_\_\_\_

Направленность (профиль) программы \_\_\_\_\_

Тема выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

1. Объём работы:

количество листов выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

количество рисунков и таблиц \_\_\_\_\_

число приложений \_\_\_\_\_

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

**РЕЦЕНЗИЯ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Направление подготовки \_\_\_\_\_

Направленность (профиль) программы \_\_\_\_\_

Тема выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

1. Соответствиесодержанию работы (проекта) заданию (полное или неполное)

\_\_\_\_\_

Вопросы задания, не надлежащие отражения в работе (проекте) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Материалы представленные в работе (проекте), непосредственно связанные с темой и направленностью \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

2. Достоинства работы (проекта) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

3. Недостатки работы (проекта) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 86 стр., 11 рисунков, 41 таблицу, 93 формулы, 25 источников, 2 приложения.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

В данной работе разработан вариант реконструкции электрической сети напряжением 35 кВ Приморского края включающей в себя участок сети АТЭЦ, ПС «Шахтовая», ПС «Артемовская».

Цель работы – определение оптимальной схемы реконструкции части электрической сети с целью повышения надежности электроснабжения

Произведено прогнозирование электрических нагрузок. Выполнено обоснование модернизации подстанции «Артемовская». Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ с учетом реконструкции. Произведен выбор основного силового коммутационного и измерительного оборудования. Произведен расчет режимов работы электрической сети до и после реконструкции. Рассчитано заземляющее устройство РУ 35 кВ ПС «Артемовская». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты РУ 35 кВ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет. Определены основные меры безопасности при строительстве ВЛ и в области охраны окружающей среды при эксплуатации электроустановок.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Характеристика района размещения ПС	7
2 Описание существующей схемы электроснабжения	9
3 Характеристика источников питания рассматриваемого района реконструкции	13
4 Прогнозирование электрических нагрузок	14
5 Выбор компенсирующих устройств	17
6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	19
7 Выбор сечения ВЛ	22
8 Оценка надежности питания ПС «Артемовская»	24
9 Расчет токов короткого замыкания	29
10 Выбор оборудования РУ ПС «Артемовская» и «Шахтовая»	37
10.1 Выбор выключателей 35 кВ	37
10.2 Выбор выключателей 6 кВ	38
10.3 Выбор разъединителей	39
10.4 Проверка встроенных трансформаторов тока	40
10.5 Выбор трансформаторов напряжения	43
10.6 Выбор гибкой ошиновки	46
10.7 Выбор ТСН	46
10.8 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	47
10.9 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	47
11 Расчет режима работы сети после реконструкции	48
12 Защита от прямых ударов молнии	55
13 Механическая часть ВЛ «Артемовская» - «Шахтовая»	60
13.1 Выбор типов опор	60
13.2 Расчет удельных механических нагрузок	60
13.3 Выбор изоляторов и линейной арматуры	62
14 Расчет экономических показателей	63

14.1	Описание сети	63
14.2	Юридический статус проектируемого объекта	63
14.3	Затраты на реализацию проекта	63
14.4	Жизненный цикл объекта	67
14.5	Определение нормативной численности обслуживающего персонала подстанции	68
14.6	Расчет фонда оплаты труда	71
14.7	Расчет себестоимости передачи электроэнергии	71
15	Безопасность и экологичность	73
15.1	Безопасность	73
15.1.1.	Техника безопасности при строительстве ВЛ	73
15.2	Экологичность	74
15.3	Чрезвычайные ситуации	79
	Заключение	83
	Библиографический список	84
	Приложение А. Расчет режима максимальных нагрузок	87
	Приложение Б. Расчет режима минимальных нагрузок	89

## ВВЕДЕНИЕ

Данная бакалаврская работа рассматривает вариант реконструкции электрической сети напряжением 35 кВ Приморского края с целью повышения надежности электроснабжения потребителей. Существующая схема сети включающая в себя ПС: «Шахтовая», «Артемовская» по показателям надежности электроснабжения отстает от действующих требований, и в кратковременной перспективе при увеличении нагрузок становится не актуальной. Увеличение нагрузки влечет за собой более серьезное отношение к качеству поставляемой электроэнергии в частности отсутствию перебоев в электроснабжении.

Актуальность данной работы заключается в том, что настоящий уровень надежности в энергосистеме Приморского края, в частности рассматриваемый участок сети не удовлетворяет предъявляемым требованиям. Частые отключения потребителей различной категории, из за физического износа ВЛ объединяющей указанные ПС, а так же загрузки трансформаторов выше нормативной, приводят как к недоотпускам электроэнергии, так и к уплатам значительных штрафов. В проекте рассматривается вариант решения данной проблемы путем увеличения параметров надежности: в частности модернизация ВЛ и ПС указанного района электрических сетей.

Целью данной бакалаврской работы является разработка оптимально варианта увеличения надежности электроснабжения потребителей Приморского края, с учетом требуемых параметров в соответствии с категориями электроприемников.

К основным задачам следует отнести следующие: разработка варианта реконструкции сети. Определение перспективных нагрузок с учетом прогнозирования для данного района. Расчет режимов работы существующей сети и определение проблемных мест с целью их устранения. Определение сечений ВЛ, для соответствия увеличивающимся нагрузкам. Расчет мощности силовых трансформаторов, а так же расчет токов короткого замыкания в

частности на ПС «Шахтовая» и «Артемовская». Выбор оборудования на указанных ПС.

В качестве дополнительных задач которые будут решаться в данной работе являются: расчет нормальных и послеаварийных режимов работы сети после реконструкции, расчет защитного заземления и молниезащиты ПС «Артемовская», расчет механической части ВЛ 35 кВ.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПС

Климат приморского края - муссонный. Зима короче, чем в других частях Дальнего Востока, холодная и малоснежная. Средняя температура января - 20, а на морском побережье - 12 . Летом на равнинах средняя температура + 20, а на побережье +12 - 16. Специфика погодно - климатических условий Приморского края определяется особенностями географического положения на границе Евро-Азиатского континента и Тихого океана.

Наиболее благоприятные климатические условия в холодное время года откладываются на северо-западных склонах и южных предгорьях Сихотэ-Алиня, а также в долине реки Уссури. Относительно неблагоприятные условия, в основном из-за частых сильных ветров, характерны для побережья Японского моря. Здесь, несмотря на более высокие, чем в горных районах, средние зимние температуры воздуха, комфортность погодного режима снижена, главным образом, за счет сильных ветров, а на юге, кроме того, из-за часто повторяющихся метелей и высокой относительной влажности воздуха.

Летом наиболее благоприятные погодные условия характерны для континентальных районов: западных приамурских, нейтральных и южных. Климатические характеристики этих районов все же не могут быть признаны оптимальными из-за частой повторяемости душных погод. В околополуденные часы температура воздуха может превышать 30 градусов при практически полном отсутствии ветра. На морском побережье период повышенных температур наружного воздуха меньше, чем в континентальных районах и колеблется от 180 дней в году на севере до 250 дней на юге.

Почвенный покров края составляют преимущественно бурые и серые лесные почвы, в различной степени оподзоленные. Различие в характере почвенного покрова в пределах края связано с разнообразием рельефа. В Приханкейской низменности широко распространены дерново-подзолистые, болотные и серые лесные почвы, местами встречаются также осолоделые луговые. В предгорьях и на западных и южных склонах Сихотэ-

Алиня развиты серые лесные и бурые лесные оподзоленные почвы. В верхнем поясе центральных и северо-восточных хребтов Сихотэ-Алиня распространены почвы горные подзолистые, близкие к северным горно-таежным, а выше верхней границы леса – также горно-тундровые, для долин рек характерны плодородные аллювиальные (наносные) почвы.

Основные расчетные данные необходимые для выполнения работы представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия района расположения ПС

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	IV
Давление ветра, Па	800
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-31,4
Среднегодовая температура воздуха, °С	4,9
Высшая температура воздуха, °С	33,6

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования и проектировании механической части ВЛ

## 2 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На рисунке 1 представлена подробная однолинейная схема рассматриваемого участка сети.

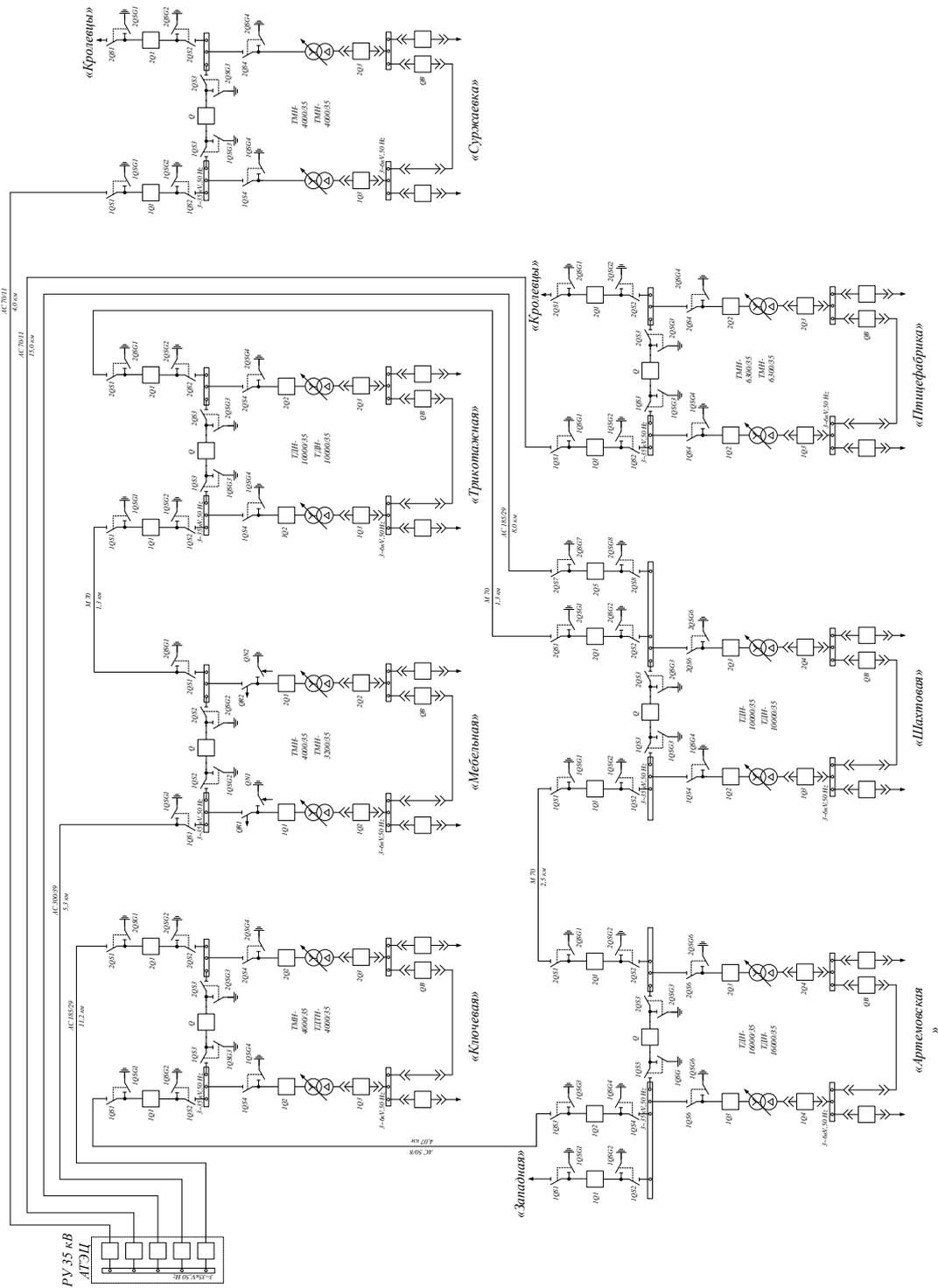


Рисунок - 1 Подробная однолинейная схема участка сети

Питание ПС 35 кВ «Шахтовая» и «Артемовская» в рассматриваемом районе реконструкции осуществляется по схеме с двухсторонним питанием. Источниками питания являются ПС «Западная» с одной стороны и «Артемьевская ТЭЦ» с другой стороны. Воздушные линии электропередачи напряжением 35 кВ выполнены голым проводом в основном сталеалюминевым типа АС при этом некоторые участки линии выполнены проводом типа М. Протяженность ВЛ составляет 2,5-8 км что является невысоким показателем при данном уровне напряжений. ПС «шахтовая» на стороне высокого напряжения имеет связь с ПС «Трикоотажная» которая в свою очередь так же получает питание от РУ 35 кВ АТЭЦ.

Распределительные устройства высокого напряжения ПС рассматриваемого участка сети имеют различные схемы, при этом на некоторых ПС например «Суржаевка» они являются нетиповыми и устаревшими, в данном случае в качестве коммутационных аппаратов применяются отделители с короткозамыкателями. Основные данные по типам РУ и силовых трансформаторов установленных на ПС сведены в таблицу 2.

В основном на всех ПС применяются силовые трансформаторы одинаковой номинальной мощности, однако на ПС «Мебельная» она различна, что является нетиповым решением.

Наиболее часто встречающейся проблемой на данном участке сети является выход из строя оборудования в связи с его устареванием, в последнее время увеличение нагрузки ПС приводит к ненормативной загрузке как силовых трансформаторов так и линий электропередач.

Для большей наглядности параметры загрузки трансформаторов в дни контрольного замера сведены в таблицу 3

Анализ данных по загрузке трансформаторов показывает что наибольший коэффициент загрузки имеется на ПС «Артемовская», который при аварийном отключении одного из трансформаторов составит 137,8%, данное значение не превышает нормативных параметров однако при краткосрочном прогнозе трансформаторы уже не смогут справиться с данным уровнем нагрузки.

Таблица 2 – Характеристика РУ-35 кВ и трансформаторов ПС

Наименование подстанции	Тип силовых трансформаторов 35 кВ	Тип РУ 35 кВ
«Артемовская»	2×ТДН-16000/35/6	Одна секционированная система шин
«Шахтовая»	2×ТДН-10000/35/6	Одна секционированная система шин
«Трикотажная»	2×ТДН-10000/35/6	Одна секционированная система шин
«Мебельная»	ТМН-4000/35/6 ТМН-3200/35/6	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов
«Ключевая»	2×ТМН-4000/35/6	Одна секционированная система шин

Таблица 3 - Загрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума.

Наименование подстанции	Сном, (МВА) (Общая)	Нагрузка 35кВ, (МВА)	Загрузка при работе двух трансформаторов (%)	Загрузка при работе одного трансформатора (%)
«Артемовская»	32,0	22,042	68,9	137,8
«Шахтовая»	20,0	10,48	52,1	104,2
«Трикотажная»	20,0	5,23	26,2	52,4
«Мебельная»	7,2	2,56	35,5	80 (макс.)
«Ключевая»	8,0	2,18	27,2	54,4

Данные по загрузке остальных трансформаторов показывают что на остальных ПС без учета прогнозирования коэффициенты загрузки имеют приемлемое значение.

Для анализа загрузки воздушных линий электропередачи данные о них сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Загрузка ВЛ в режиме зимнего максимума.

Наименование ВЛ 35 кВ	Марка провода	Сечение провода (мм <sup>2</sup> )	Загрузка (А)	Допустимый длительный ток	Загрузка (%)
АТЭЦ – «Ключевая»	АС	185	125	658	18,9
АТЭЦ – «Мебельная»	АС	300	100	877	11,4
АТЭЦ – «Шахтовая»	АС	185	543	658	82,5
«Артемовская» – «Ключевая»	АС	50	47	271	17,3
«Трикотажная» – «Мебельная»	М	70	50	342	14,6
«Трикотажная» – «Шахтовая»	М	70	10	342	2,9
«Артемовская» – «Шахтовая»	М	70	383	342	111,9

Согласно данным таблицы 3 можно сделать вывод о том что загрузка ВЛ на участке «АТЭЦ» «Шахтовая» имеет высокое значение 111,9%, такой режим работы представляет опасность для оборудования тк оно работает с перегрузкой. Для решения данной проблемы требуется пересмотрение сечения ВЛ для соответствия его нагрузкам.

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

Источниками питания для ПС 110 кВ в данном районе является ПС 110/35/6 кВ «Западная», на которой имеются следующие распределительные устройства: высокого напряжения 110 кВ, выполненное по схеме «одна секционированная система шин с обходной и совмещенным обходным и шиносоединительным выключателем» и среднего напряжения 35 кВ, выполненное по схеме «одна секционированная система шин».

В качестве основного силового оборудования на ПС «Западная» установлены два трехобмоточных трансформатора ТДЦТН 40000/110/35/6 номинальной мощностью 40 МВА, оба трансформатора имеют устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Система охлаждения осуществляется путем принудительной циркуляции масла (система охлаждения типа Ц) и воздуха (система охлаждения типа Д),

С другой стороны питание ПС осуществляется от «Артемьевской ТЭЦ» в частности от распределительного устройства среднего напряжения 110 кВ выполненного по схеме аналогичной РУВН ПС «Западная», На «АТЭЦ» имеется четыре генератора два из которых выдают мощность на РУВН 220 кВ, и соответственно два на РУСН 110 кВ, при этом связь между этим РУ так же осуществляется через автотрансформаторы типа АТДЦТН 180000/220/110

#### 4 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При реконструкции подстанции и сетей необходимо учитывать ежегодный рост нагрузки с целью предотвращения перегрузки трансформаторов, ВЛ как в данном случае и других электрических аппаратов.

Рассмотрим прогнозирование электрической нагрузки на стороне низкого напряжения ПС 35 кВ с перспективой на 15 лет. Для прогнозирования нагрузки используется формула сложных процентов, в которой учитывается ежегодный процент роста нагрузки по среднестатистическим данным, рост составляет 2% в год.

Прогнозируемая полная мощность с перспективой в 15 лет определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{ПР}} = S_{\text{ТЕК}} \cdot (1 + 2,0/100)^{15} \quad (1)$$

где  $S_{\text{ПР}}$  – прогнозируемая активная мощность нагрузки (МВт);

$S_{\text{ТЕК}}$  – текущая мощность нагрузки (МВА);

2,0% – относительное увеличение нагрузки за год;

На примере ПС «Артемовская» прогноз максимальной полной составит:

$$S_{\text{ПРm}} = 22,04 \cdot (1 + 2,0/100)^{15} = 29,75 \text{ (МВА)}.$$

Результаты расчета по остальным ПС приведены в таблице 5

За рассматриваемый период увеличение нагрузки составляет (На примере ПС «Артемовская») (%).

$$S_{\text{ПР}(\%)} = \frac{(S_{\text{ПР}} - S_{\text{ТЕК}})}{S_{\text{ТЕК}}} \cdot 100 = \frac{(29,75 - 22,04)}{22,04} \cdot 100 = 35,1$$

Таблица 5 – Расчетные данные по нагрузке

Наименование подстанции	Нагрузка существующая (МВА)	Нагрузка прогнозная (МВА)	Увеличение (%)
«Артемовская»	22,04	29,75	35,1
«Шахтовая»	10,48	14,15	
«Трикотажная»	5,23	7,06	
«Мебельная»	2,56	3,46	
«Ключевая»	2,18	2,94	

Далее проводим сравнение прогнозных значений нагрузки с номинальной мощностью трансформаторов на ПС, рассчитываем коэффициенты загрузки, полученные данные приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет коэффициента загрузки ПС при прогнозировании

Наименование подстанции	S <sub>ном</sub> , (МВА) (Общая)	Нагрузка прогнозная, (МВА)	Загрузка (%)
«Артемовская»	32,0	29,75	92,96
«Шахтовая»	20,0	14,15	70,75
«Трикотажная»	20,0	7,06	35,3
«Мебельная»	7,2	3,46	48,05
«Ключевая»	8,0	2,94	36,75

Расчетные данные показывают что работа существующих трансформаторов на ПС «Артемовская» и «Шахтовая» не возможна в связи со значительными увеличением нагрузки и превышением коэффициента загрузки.

Для расчета основных параметров силового оборудования такого как трансформаторы или линии электропередачи требуется определение вероятностных характеристик нагрузки. Например средняя мощность нагрузки используется для расчета номинальной мощности трансформатора, при этом

максимальная мощность для определения требуемого сечения ВЛ, так же вероятностной характеристикой является эффективная мощность она учитывается при расчете потерь электроэнергии в сети.

Расчет данных характеристик с помощью формул является весьма затруднительным и поэтому в данной работе используется программный комплекс «Расчет нагрузок» в котором в качестве исходных данных вводится максимальная активная мощность нагрузки а так же тип электроприемников подключенных к шинам низкого напряжения ПС.

Расчетные данные, полученные в ходе расчета, представлены в таблице 7

Таблица 7 – Определение вероятностных характеристик нагрузки

ПС «Артемовская»					
Активная мощность максимальная (МВт)	Активная мощность средняя (МВт)	Активная мощность эффективная (МВт)	Реактивная мощность максимальная (МВАр)	Реактивная мощность средняя (МВАр)	Реактивная мощность эффективная (МВАр)
23,8	21,76	21,78	12,32	11,4	11,44
ПС «Шахтовая»					
11,32	10,35	10,35	5,86	5,42	5,44
ПС «Трикоотажная»					
5,64	5,16	5,16	2,92	2,70	2,71
ПС «Мебельная»					
2,76	2,53	2,53	1,43	1,32	1,33
ПС «Ключевая»					
2,35	2,15	2,15	1,21	1,12	1,13

Полученные данные используем при дальнейшем выборе оборудования.

## 5 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов ЛЭП определяется экономически выгодная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой через линию электропередачи в часы максимальных нагрузок.

Компенсация реактивной мощности выполняется для оказания существенного влияния на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет в значительной степени снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети.

Определяем мощность компенсирующих устройств требуемых к установке на примере подстанции «Артемовская» с учетом прогнозирования. Расчёт проводится по предельному коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (Мвар) [4]:

$$Q_{\text{треб}} = Q_{\text{макс}} - P_{\text{макс}} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - предельный коэффициент мощности для сети 35 кВ – 0,4.

$$Q_{\text{треб}} = 12,32 - 23,8 \cdot 0,4 = 2,8 \text{ (Мвар)}.$$

На одну секцию шин необходимо установить устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ) следующей мощности (Мвар):

$$Q_{Ic} = \frac{Q_{\text{треб}}}{2} \quad (3)$$

$$Q_{Ic} = \frac{2,8}{2} = 1,4$$

По полученному значению мощности на одну систему шин выбираем УКРМ и определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

Принимаем для установки на ПС «Артемовская» УКРМ марки КРМ-10,5 кВ мощностью  $2 \times 750$  кВАр на каждую секцию.

Далее проводится определение некомпенсированной мощности которая определяется следующим образом.

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{макс}} - Q_{\text{куфакт}} \cdot \quad (4)$$

$$Q_{\text{неск}} = 12,32 - 0,75 \cdot 4 = 9,32 \text{ (Мвар)}.$$

По указанным ранее формулам проводится расчет и для остальных ПС района, результаты расчета приведены в таблице 8

Таблица 8 – Определение мощности УКРМ

ПС «Артемовская»					
$P_{\text{макс}}$ (МВт)	$Q_{\text{макс}}$ (МВАр)	$Q_{\text{треб}}$ (МВАр)	$Q_{Ic}$ (МВАр)	$Q_{\text{куфакт}}$ (МВАр)	$Q_{\text{неск}}$ (МВАр)
23,8	12,32	2,8	1,4	$4 \times 0,75$	9,32
ПС «Шахтовая»					
11,32	5,86	1,33	0,665	$2 \times 0,75$	4,36
ПС «Трикоотажная»					
5,64	2,92	0,664	0,332	$2 \times 0,45$	2,02
ПС «Мебельная»					
2,76	1,43	0,326	0,163	$2 \times 0,15$	1,13
ПС «Ключевая»					
2,35	1,21	0,27	0,14	$2 \times 0,15$	0,91

Таким образом полученные данные указанные в таблице 8 будут использованы в дальнейших расчетах

## 6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В связи с моральным устареванием и физическим износом как основного так и вспомогательного оборудования практически на ПС рассматриваемого района приморского края в данном разделе рассматривается выбор силовых трансформаторов на ПС «Артемовская» и «Шахтовая» как наиболее загруженных в настоящее время.

Выбор числа и мощности трансформаторов в данном разделе проводится с учетом данных по компенсации реактивной мощности и осуществляется в зависимости от категории потребителей. Если в составе нагрузки подстанции имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух. Установка на подстанции более двух трансформаторов не рекомендуется и должна быть обоснована специально. В данной работе рассматриваемые ПС не имеют в составе нагрузки потребителей первой категории

Расчетная мощность силового двухобмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [4]:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{opt}} \quad (5)$$

где  $S_P$  – расчётная мощность трансформатора (МВА);

$P_{cp}$  – средняя активная мощность в зимний период (МВт) ;

$Q_{неск}$  – максимальная некомпенсированная реактивная мощность в зимний период;

$n_T$  – число трансформаторов;

$K_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки (0,7).

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{ТНОМ}}} \quad (6)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{ТНОМ}}} \quad (7)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Артемовская» после реконструкции:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot K_3^{\text{опт}}} = \frac{\sqrt{21,76^2 + 9,32^2}}{2 \cdot 0,7} = 16,69 \text{ (МВА)}.$$

По полученному значению выбираем трансформатор типа ТДН 25000/35 с системой охлаждения в виде принудительной циркуляции воздуха и естественной циркуляции масла и устройством регулирования напряжения под нагрузкой, номинальной мощностью 25 МВА; определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{21,76^2 + 9,32^2}}{2 \cdot 16} = 0,49 ,$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{21,76^2 + 9,32^2}}{16} = 0,98 .$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в пределах: 0,5 – 0,7, для послеаварийного режима 1-1,4 следовательно выбранный тип трансформатора принимается тк более подходящей мощности трансформатора нет.

Аналогично рассчитывается мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС «Шахтовая» т.к. коэффициент загрузки существующих трансформаторов при перспективных нагрузках будет выше нормативного значения. Полученные данные при расчете мощности трансформаторов приведены в таблице 9

Таблица 9 – Определение мощности силовых трансформаторов

ПС «Артемовская»					
$P_{cp}$ (МВт)	$Q_{неск}$ (МВАр)	$S_P$ (МВА)	$S_{ном}$ (МВА)	$K_3^{норм}$	$K_3^{авар}$
21,76	9,32	16,69	25	0,49	0,98
ПС «Шахтовая»					
10,35	4,36	10,22	16	0,52	1,04

Полученные данные о трансформаторах используем в дальнейших расчетах

## 7 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ВЛ

В данном разделе рассматривается реконструкция линии электропередачи в частности ВЛ «Артемовская» – «Шахтовая», «АТЭЦ» – «Шахтовая», из за перегрузки в настоящее время существует вероятность их повреждения и выхода из строя. Нормальная схема электроснабжения в данном районе представлена на рисунке 2.

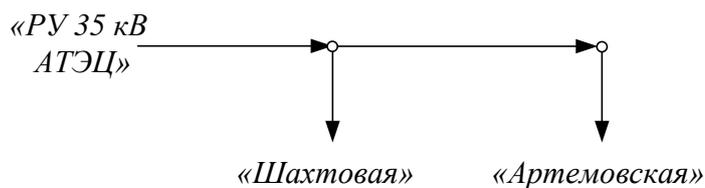


Рисунок 2 – расчет сечения ВЛ

Расчетный ток в воздушной линии определяется по формуле [8]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{макс}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (8)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение;

$P_{макс}$ ,  $Q_{неск}$  – потоки максимальной активной и максимальной некомпенсированной реактивной мощностей;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования  $\max$  нагрузки.

Для воздушных линий до 220 кВ  $\alpha_i$  принимается равным 1,05.

Для  $T_m$  равным 1000 - 3000 часов  $\alpha_T$  принимается равным 0,9.

Определяем расчетный ток ВЛ «АТЭЦ» – «Шахтовая» (при этом необходимо учитывать мощность ПС «Шахтовая» и «Артемовская»):

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(23,8 + 11,32)^2 + (9,32 + 4,36)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} \cdot 1,05 \cdot 0,9 = 622 \text{ (кА)}$$

Согласно [12] Сечение проводов ВЛ 35 кВ, питающих понижающие подстанции 35/6 - 10 кВ с трансформаторами с регулированием напряжения под нагрузкой, должно выбираться по экономической плотности тока. Расчетную нагрузку при выборе сечений проводов рекомендуется принимать на перспективу, считая от года ввода ВЛ в эксплуатацию. Для ВЛ 35 кВ, предназначенных для резервирования в сетях 35 кВ, должны применяться минимальные по длительно допустимому току сечения проводов, исходя из обеспечения питания потребителей электроэнергии в послеаварийных и ремонтных режимах.

Определяем сечение провода согласно экономической плотности тока по следующей формуле ( $мм^2$ ):

$$S_p = \frac{I_p}{J_p} \tag{9}$$

где  $S_p$  – сечение проводника;

$J_p$  – экономическая плотность тока для настоящих условий 1,3 А /  $мм^2$ ;

$$S_p = \frac{622}{1,3} = 478,5 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Согласно данным по наибольшему сечению применяемому на ВЛ напряжением 35 кВ принимаем двухцепную ВЛ с проводом марки АС 150/24 и суммарным длительно допустимым током двух цепей 900 А.

По аналогичным формулам проводится расчет сечения ВЛ «Артемовская» – «Шахтовая», по результатам расчетов принимаем провод марки АС 150/24

## 8 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПИТАНИЯ ПС «АРТЕМОВСКАЯ»

Надежность электрических систем – это комплексное свойство, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, устойчивость, сохраняемость, управляемость, живучесть и безопасность.

Важными элементами энергосистемы являются – станция или подстанция, от надежности работы, которых зависит функционирование системы и объектов данной энергосистемы, являющихся потребителями электроэнергии.

Проблема надежности в электрических системах и их элементах связана с вопросами определения показателей надежности станции и подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением нагрузки усложняется структура станции и подстанции, увеличивается их мощность и увеличивается надежность работы.

Большая часть задач по организации процессов функционирования системы сводится к качественной оценке вероятностных показателей в стационарном режиме с использованием различных методов расчета.

Для оценки надежности электропитания ПС «Артемовская» после реконструкции на рисунке 3 представлена однолинейная схема.

Расчет проводится с учетом работы автоматического ввода резерва на шинах 6 кВ. Рассмотрим вариант питания ПС со стороны ПС «Западная» когда остальные присоединения на стороне 35 кВ отключены.

Полное погашение данной схемы возможно в том случае, если произойдет отключение питающей линий от ПС «Западная». В нормальном режиме работы схемы выключатель в переключке включен.

Данные параметры показателей надежности являются справочными, их значения приводятся в таблице 10 [9].

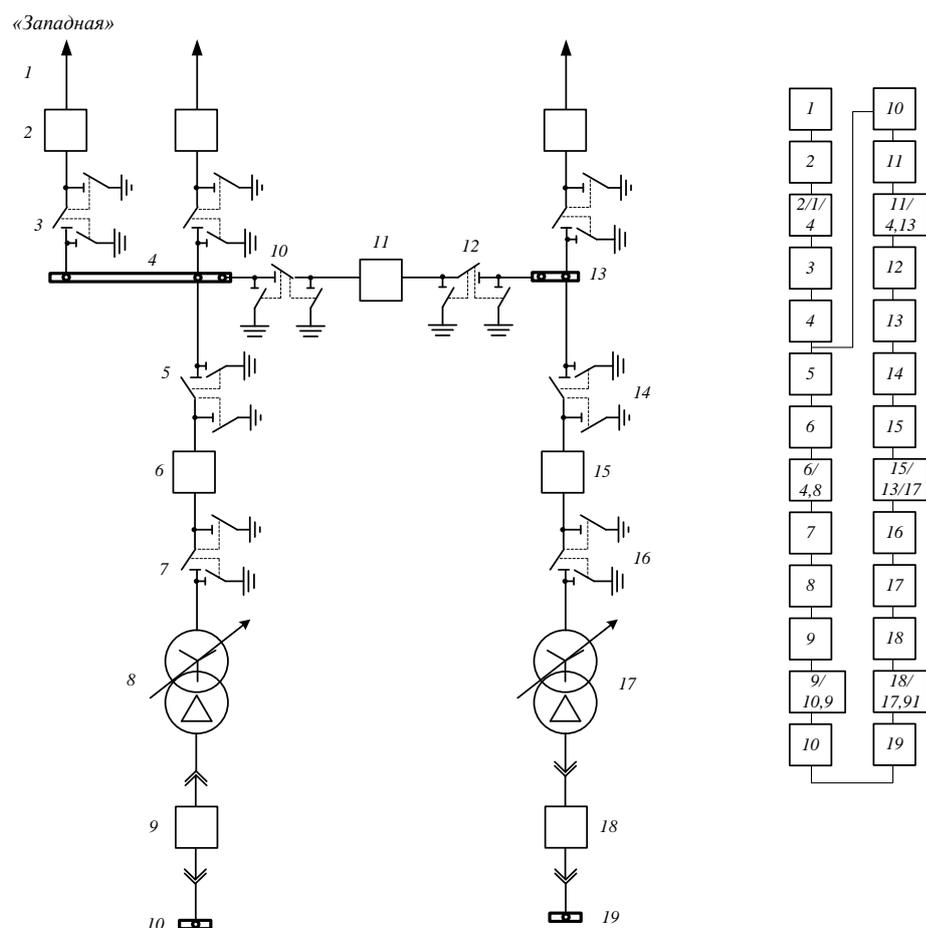


Рисунок 3 – Принципиальная однолинейная схема ПС «Артемовская» и схема замещения.

Таблица 10 – Показатели надежности

	Элемент	$\lambda$ , 1/год	тв, часов	$\lambda_{пр}$ , 1/год	$t_{пр}$ , часов.
1	ВЛ 35 кВ	0,9	9,0	2,1	16,0
4,13	Сборные шины 35 кВ	0,02	7	0,17	5,0
3,10,12,5,14,7,16	Разъединитель 35 кВ	0,01	6	0,834	4
6,15	Выключатель 35 кВ	0,004	40	0,8	8,0
8,17	Силовой трансформатор	0,007	65	0,25	26
9,18	Выключатель 6 кВ	0,003	11	0,8	16
10,19	Шины 6 кВ	0,03	5	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется [9]:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{Г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 4,07 \cdot \frac{1}{100} = 4,9 \cdot 10^{-5}. \quad (10)$$

где  $T_{Г}$  – число часов в году (час).

$l$  – длина ВЛ (км).

Для шин 35 кВ:

$$q_{ш6} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{Г}} \cdot n_{ш} = \frac{0,02 \cdot 7}{8760} \cdot 4 = 1,71 \cdot 10^{-4}. \quad (11)$$

Для шин 6 кВ:

$$q_{ш10} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{Г}} \cdot n_{ш} = \frac{0,03 \cdot 5}{8760} \cdot 10 = 1,71 \cdot 10^{-4}. \quad (12)$$

Для разъединителей 35 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{Г}} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,84 \cdot 10^{-6}. \quad (13)$$

Для трансформаторов 35 кВ:

$$q_{т} = \frac{\lambda_{т} \cdot t_{т}}{T_{Г}} = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,19 \cdot 10^{-5}. \quad (14)$$

Для выключателей 35 кВ:

$$q_{в} = \frac{\lambda_{в35} \cdot t_{в35}}{T_{Г}} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{оп} \cdot N_{оп}. \quad (15)$$

где  $a_{кз}$  – относительная частота отказов при автоматических отключениях

поврежденных смежных элементов  $a_{кз} = 0,005$ ;

$q_{смеж}$  – вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{on}$  - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях  $a_{on} = 0,003$ ;

$N_{on}$  - число оперативных переключений в год, для данной схемы  $N_{on} = 2$ .

Для выключателя напряжением 35 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{635} = \frac{0,004 \cdot 40}{8760} + 0,005 \cdot (4,9 \cdot 10^{-5} + 5,19 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}.$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ.

$$q_{610} = \frac{0,003 \cdot 11}{8760} + 0,005 \cdot (5,19 \cdot 10^{-5} + 1,71 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3}.$$

Рассматриваем две цепи как отдельные источники питания и определяем их вероятностные характеристики:

Параметр потокоотказов цепи (1/год):

$$\lambda_{ц} = \sum \lambda_i + \lambda_{пр.мак} = 0,333 + 0,834 = 1,17, \quad (16)$$

где  $\lambda_i$  - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{пр.мак}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр;

Коэффициент простоя цепи:

$$K_{II} = \sum \lambda_i \cdot t_{ei} + \frac{\lambda_{пр.мак} \cdot t_{пр}}{T_{Г}} = 0,0013. \quad (17)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{вс} = \frac{K_{II}}{\lambda_{ц} - \lambda_{пр.мак}} = \frac{0,0013}{0,333} = 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ (лет)}. \quad (18)$$

Определяем параметры системы состоящей из двух взаиморезервирующих элементов:

Коэффициент простоя цепи состоящей из двух параллельных элементов:

$$K_{\Pi} = \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}}^2 + \lambda_{\text{нр}} \cdot t_{\text{нр}} \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot t_{\text{вц}} + t_{\text{нр}} \cdot \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}} = 5,36 \cdot 10^{-3}. \quad (19)$$

Параметр потокоотказов системы;

$$\lambda_{\text{ц}} = 2 \cdot \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}} + 2 \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot \lambda_{\text{нр,мак}} \cdot t_{\text{нр}} = 0,012 \quad (20)$$

Время восстановления системы состоящей из двух взаиморезервирующих элементов:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\Pi}}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{5,36 \cdot 10^{-3}}{0,012} = 0,442 \text{ (час)} \quad (21)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{1}{0,012} = 94,15 \text{ (лет)} \quad (22)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{0,105}{0,012} = 8,28 \text{ (лет)} \quad (23)$$

## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами электроустановок, замыкания фаз на землю в сетях с глухим и эффективным заземлением нейтрали, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают в электроустановках при нарушении изоляции электрических цепей. Причины этих нарушений различны: старение и вследствие чего пробой изоляции, набросы закороток на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего замыкания происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают металлические замыкания без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электроустановках возникают многофазные замыкания. Кроме того, в трехфазных сетях могут возникать замыкания на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном замыкании все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие замыкания называют несимметричными.

Замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов короткого замыкания в электроустановках приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает

их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов короткого замыкания сопровождается также значительными электродинамическими напряжениями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Значительное понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии с большим народнохозяйственным ущербом.

Для быстрого действия и надежной работы электрооборудования а в частности электрических аппаратов проводится расчет токов короткого замыкания в расчетных точках рассматриваемого участка сети и дальнейшая проверка выбранного оборудования на стойкость к этим токам.

Расчет токов короткого замыкания начинается с выбора расчетного места КЗ. Место КЗ выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай в работе.

На рисунке 4 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания с двумя расчетными точками на разных номинальных напряжениях подстанции «Артемовская», в данном случае рассматривается пример расчета для указанной ПС при питании от ПС «Западная»

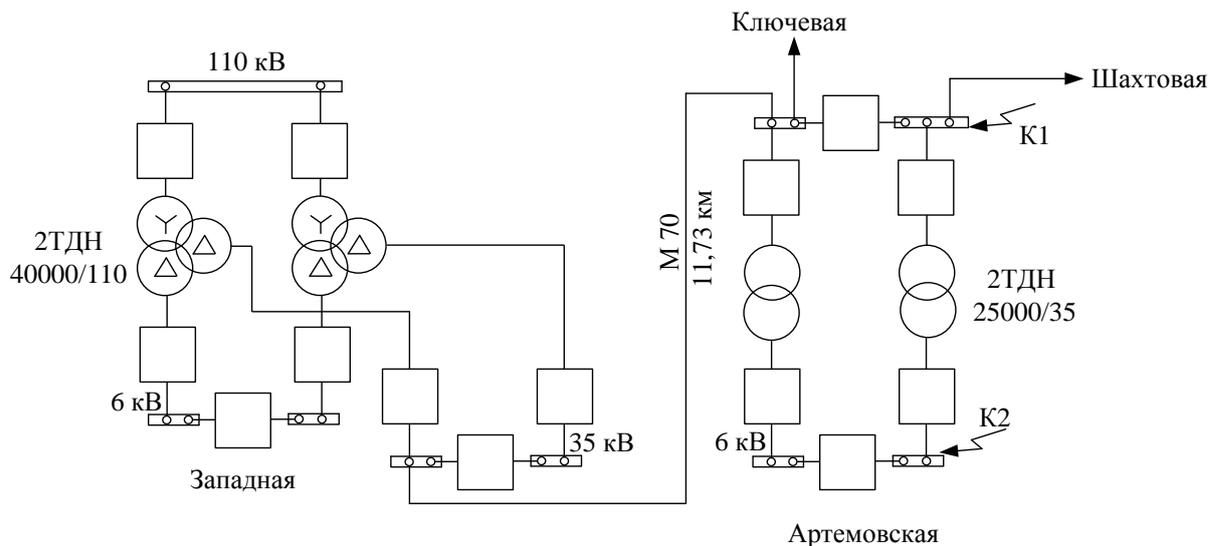


Рисунок 4 – Расчетные точки короткого замыкания

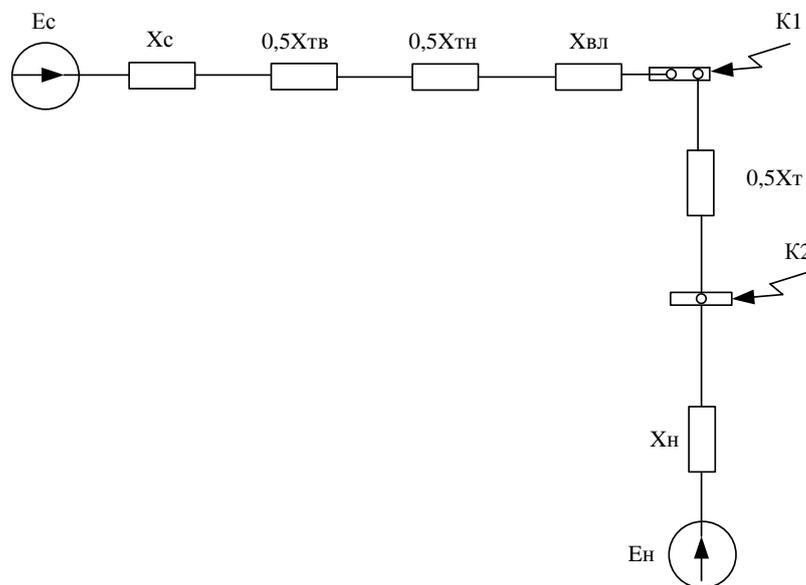


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Для расчета применяется расчет в относительных единицах, приближенным методом (с применением среднего ряда напряжений), при этом мощность нагрузки принимается из условий максимального режима.

Принимаем базисные условия [5]: базисная мощность

- 1)  $S_b = 100$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 (кВ)  $U_{b110} = 115$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 35 (кВ)  $U_{b35} = 37$ ,
- 4) базисное напряжение на стороне 6 (кВ)  $U_{b6} = 6,3$ .

5) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА) [1]:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (24)$$

где  $I_{\delta}$ ,  $U_{\delta}$  – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\delta 35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ (кА)}$$

$$I_{\delta 66} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5,16 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны 220 кВ:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_c} \quad (25)$$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,3} = 0,04 \text{ (о.е.)}$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ «Западная», согласно исходным данным определяется через ток трехфазного короткого замыкания (13,3 кА):

Сопротивление ВЛ:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср}}^2} \quad (26)$$

где  $x_{\text{уд}}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

$l$  – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 11,73 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,34 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления обмоток трехобмоточных трансформаторов установленных на подстанции «Западная» (о.е.):

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{К\%ВС} + u_{К\%ВН} - u_{К\%СН}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \quad (27)$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot 100 / 40 = 0,43 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{К\%ВС} + u_{К\%ВН} + u_{К\%СН}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \quad (28)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot 100 / 40 = 0,27 \text{ (о.е.)}$$

где  $u_{К\%}$ , – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%)

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции «Артемовская» (о.е.):

$$X_{Т} = \frac{u_{К\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \quad (29)$$

$$X_{Т} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,26 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума) (о.е.):

$$X_{Н} = 0,35 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н}}$$

где  $S_{н}$ , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{Н} = 0,35 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н}} = 0,35 \cdot \frac{100}{25,56} = 1,37 \text{ (о.е.)} \quad (30)$$

Для примера схема замещения сворачивается относительно точек короткого замыкания (на примере К1) Последовательное преобразование показано на рисунках 6, 7.

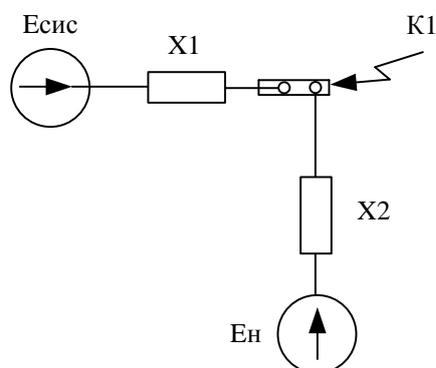


Рисунок 6 – Сворачивание схемы замещения

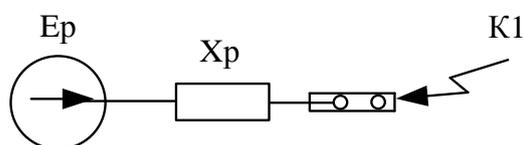


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ТВ} \cdot 0,5 + X_{ТН} \cdot 0,5 + X_{ВЛ}$$

$$X1 = 0,04 + 0,43 \cdot 0,5 + 0,27 \cdot 0,5 + 0,34 = 0,73 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_H + X_T \cdot 0,5 = 1,37 + 0,26 \cdot 0,5 = 1,5$$

$$X_p = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} = \frac{0,73 \cdot 1,5}{0,73 + 1,5} = 0,49 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{E_c \cdot X2 + E_n \cdot X1}{X2 + X1} = \frac{1 \cdot 1,5 + 0,85 \cdot 0,73}{1,5 + 0,73} = 0,95 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке К1):

$$I_{no} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{635} = \frac{0,95}{0,54} \cdot 1,56 = 2,86 \text{ (кА)} \quad (31)$$

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{noi} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{T_a}} \quad (32)$$

где  $I_{at}$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{noi}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом работы релейной защиты (сек), в данном случае принимается 0,65 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{noi} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,86 \cdot e^{\frac{-0,65}{0,03}} = 0,001 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (33)$$

где  $X_p$  – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

$R_p$  – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

$\omega$  – угловая частота (314 рад/сек.).

Определяем постоянную времени соответственно для первой и второй точек:

$$T_a = \frac{0,54}{314 \cdot 0,05} = 0,03$$

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (34)$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,86 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 6,94 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2 результаты расчета сводятся в таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no},$ (кА)	$I_{at},$ (кА)	$I_{y\delta},$ (кА)
Шины ВН «Артемовская»	2,86	0,001	6,94
Шины НН «Артемовская»	6,18	0,02	15,01
Шины ВН «Шахтовая»	2,46	0,001	5,97
Шины НН «Шахтовая»	10,99	0,03	26,38

Данные указанные в таблице 8 будут использованы при выборе оборудования.

## 10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «АРТЕМОВСКАЯ» И «ШАХТОВАЯ»

### 10.1 Выбор выключателей 35 кВ.

Выбираем выключатели на напряжении 35 кВ первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12,13.

Таблица 12 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «Артемовская»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 412,4 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 2,86 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,94 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 2,86 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,001 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,94 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 24,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Артемовская».

Таблица 13 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «Шахтовая»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 263,9 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			

1	2	3	4
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 2,46 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 5,97 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{y\delta}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 2,46 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,01 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 5,97 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{y\delta}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 18,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Шахтовая».

## 10.2 Выбор выключателей 6 кВ.

На напряжении 6 кВ для ПС «Артемовская» первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВВЭ-М-6-31,5-2500 в комплекте КРУ типа К-59

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 14, 15.

Таблица 14 – Выбор выключателя 6 кВ ПС «Артемовская»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные		Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$		$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{макс} = 2291,1 \text{ А}$		$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки				
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 6,18 \text{ кА}$		$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 15,01 \text{ кА}$		$i_{вкл} \geq i_{y\delta}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{nt} = 6,18 \text{ кА}$		$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,02 \text{ кА}$		$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 15,01 \text{ кА}$		$i_{прскв} \geq i_{y\delta}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 114,57 \text{ кА}^2\text{с}$		$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

Таблица 15 – Выбор выключателя 6 кВ ПС «Шахтовая»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{макс} = 1466,3 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 10,99 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,38 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{нт} = 10,99 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,03 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,38 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 362,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

### 10.3 Выбор разъединителей.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГП-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 16, 17.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС «Артемовская»

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 412,4 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,94 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 24,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Таблица 17 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС «Шахтовая»

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 263,9 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,97 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 18,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Артемовская» и «Шахтовая». Число заземляющих ножей определяется местом установки.

#### 10.4 Проверка встроенных трансформаторов тока.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов [6]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (35)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_k = 0,1 \text{ Ом}$ . Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (36)$$

где  $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2)/\text{м}$  – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 6 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (37)$$

где  $S_{\text{пр}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 1 \text{ А}$ .

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс фирмы АВВ «DELTAplus», позволяющий измерять до 46 величин, связанных с качеством электроэнергии, в классе точности 0,2S. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 6 кВ приведен в таблице 18, 19.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 6 кВ ПС «Артемовская»

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	DELTAplus	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ ПС «Шахтовая»

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	DELTAplus	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 10 кВ  $S_{\text{пр}} = 0,62 \text{ ВА}$ . Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{ПП}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем встроенные трансформаторы тока типа ТВ -35

Таблица 20 – Проверка встроенного ТТ 35 кВ для ПС «Артемовская»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 412,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,94 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 24,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30 Ом	1,15 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Таблица 21 – Проверка встроенного ТТ 35 кВ для ПС «Шахтовая»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 263,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,97 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 18,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30 Ом	1,15 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ для ПС «Артемовская» ТПЛК-6/2500 с номинальным током первичной обмотки 2500 А и ТПЛК-6/1600 для ПС «Шахтовая». Сравнение параметров трансформатора тока 6 кВ приведено в таблице 22, 23.

Таблица 22 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ ПС «Артемовская»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{макс} = 2291,1 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,01 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 114,57 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_2$ ном (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ ПС «Шахтовая»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{макс} = 1466,3 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,38 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 362,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_2$ ном (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

### 10.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2$$

(38)

где  $S_{2н.м}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Нагрузку трансформатора напряжения подключенного к одной из шин РУ определим для случая, когда все присоединения переведены на данную систему шин. Нагрузка состоит из нагрузки приборов в ячейках, а также вольтметров и частотомера. Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведен в таблице.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС «Артемовская» и «Шахтовая»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	DELTAplus	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной или с компенсированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС «Артемовская» и «Шахтовая»

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 6 кВ ПС «Артемовская» и ПС «Шахтовая» НАМИ 6 УХЛ1 6 кВ. Трансформатор напряжения антирезонансный типа НАМИ – 6 является масштабным преобразователем и предназначен для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов и цепей учета, защиты и сигнализации в сетях переменного тока частоты 50 и 60 Гц с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью. Трансформаторы изготавливаются для эксплуатации в умеренном и тропическом климате и соответствуют требованиям ГОСТ 1983 – 89 в части электромагнитных трехфазных трехобмоточных трансформаторов.

Определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 6 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	DELTAplus	12	4
Счетчик РЭ			
Сумма			58

Таблица 27 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 58 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

### 10.6 Выбор гибкой ошиновки.

На напряжении 35 кВ применяются провода таким же сечением как и отходящая ВЛ - 150 мм<sup>2</sup> Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

### 10.7 Выбор ТСН.

К вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, предназначенные для:

- управления коммутационной аппаратурой, осуществления устройств блокировки, сигнализации и т. п.;
- измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электрооборудования или линии электропередачи;
- контроля за заданным режимом работы и техническим состоянием оборудования;
- защиты электроустановок, отключающей поврежденное оборудование и сохраняющей в работе неповрежденное оборудование.

Проводим выбор мощности и типа ТСН.

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Артемовская» и ПС «Шахтовая»:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онм}} = \frac{21,34}{2 \cdot 0,7} = 15,24 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности для ПС «Артемовская» выбираем трансформатор типа ТСЗ номинальной мощностью 16 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

Для ПС «Шахтовая» расчет мощности ТСН проводится по аналогичной формуле, принимаем к установке трансформатор типа ТСЗ номинальной мощностью 16 кВА.

### 10.8 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ.

Принимаем к установке ОПН – 35 ХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	45,0	40,5	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

### 10.9 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ.

Принимаем к установке ОПН – 6 ХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	7,5	7,2	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

## 11 РАСЧЕТ РЕЖИМА РАБОТЫ СЕТИ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Режим электрической сети – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима).

Режимы работы сети рассчитываются для:

- определения требований к маневренным свойствам оборудования электростанций;
- определения структуры генерирующих мощностей и определения типа необходимых к сооружению электростанций;
- оценки количества годовой выработки энергии различных типов электростанций и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива;
- выбора типа схемы развития электрических сетей.
- расчет величины технических потерь электроэнергии в сети.

В данном разделе работы проводится расчет режимов работы сети после реконструкции в режиме максимальных и минимальных нагрузок.

Граф сети показан на рисунке 8.

«АТЭЦ»

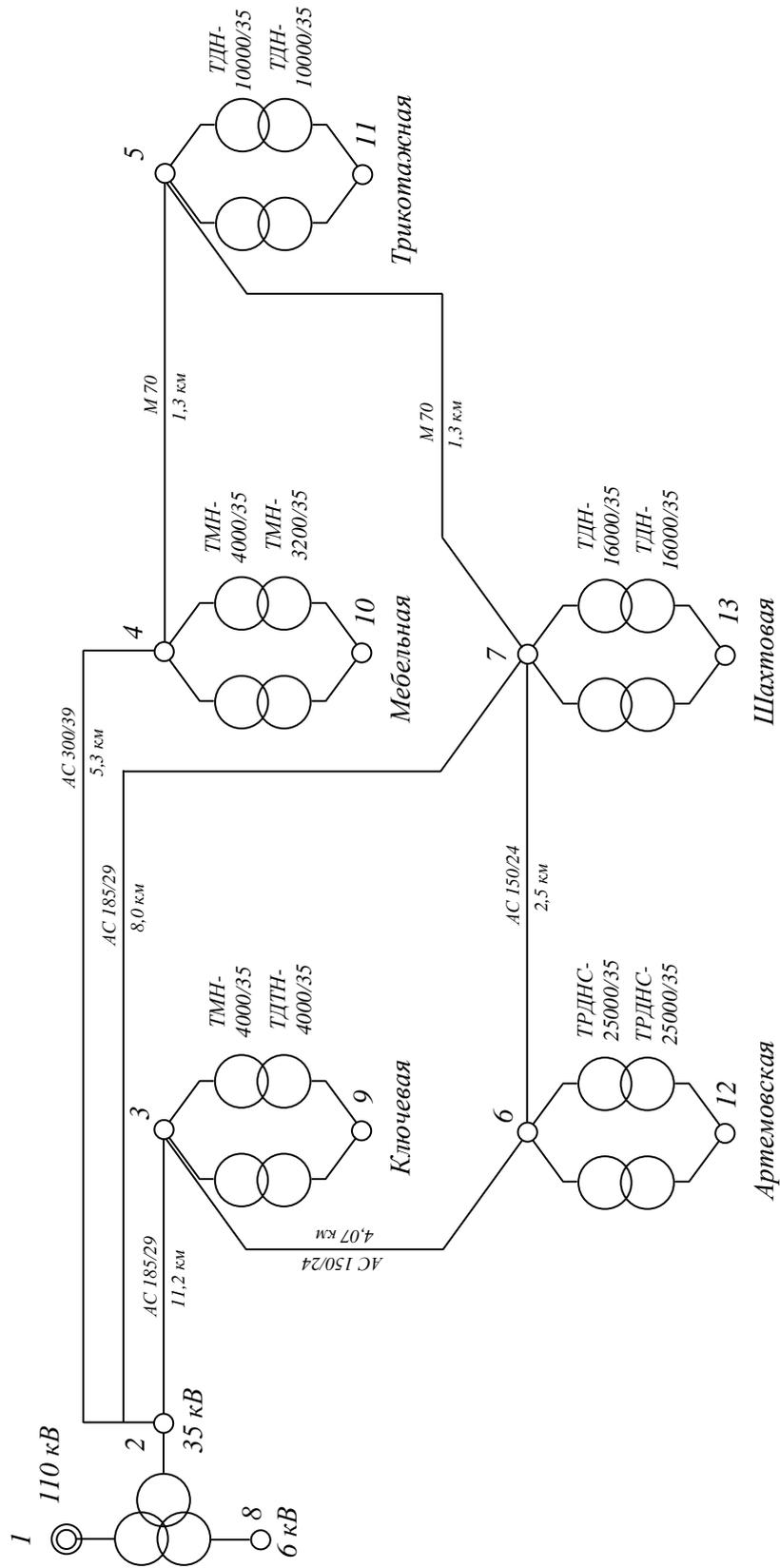


Рисунок 8 – Граф сети для расчета режима работы

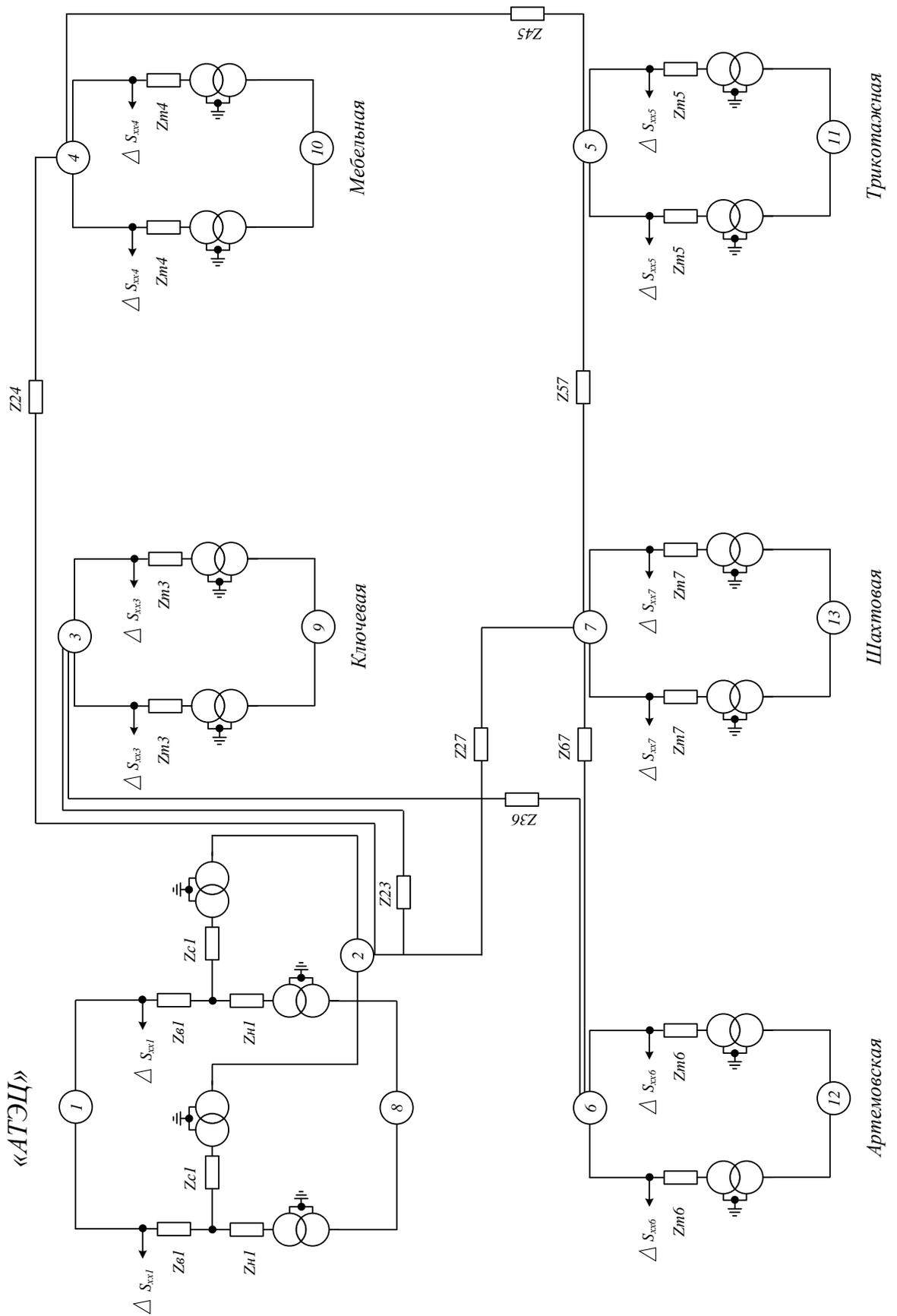


Рисунок 9 – Расчетная схема замещения

Таблица 30 – Данные по узлам в режиме максимума

Тип	Номер	Название	Уном	Рн	Qн	Рг	Qг	V	Delta
База	1	АТЭЦ	120			47,2	27,2	120	
Нагр	2		35					38,34	-3,25
Нагр	3	Ключевая	35					36,78	-5,4
Нагр	4	Мебельная	35					38,03	-3,88
Нагр	5	Трикотажная	35					37,97	-3,98
Нагр	6	Артемовская	35					36,26	-6,06
Нагр	7	Шахтовая	35					36,57	-5,69
Нагр	8		6					6,04	-3,24
Нагр	9		6	2,4	0,9			6,14	-7,48
Нагр	10		6	2,8	1,1			6,39	-5,04
Нагр	11		6	5,6	2			6,4	-5,08
Нагр	12		6	23,8	9,3			6,03	-8,67
Нагр	13		6	11,3	4,4			6,13	-7,37
Нагр	100		110					116,2	-3,24

Таблица 31 – Данные по ветвям в режиме максимума

Тип	Ннач	Нкон	Название	R	X	B	Кт/г
ЛЭП	2	4	- Мебельная	0,5	2,12		
ЛЭП	2	7	- Шахтовая	1,3	3,2		
ЛЭП	2	3	- Ключевая	1,8	4,4		
ЛЭП	3	6	Ключевая - Артемовская	0,8	1,6		
ЛЭП	6	7	Артемовская - Шахтовая	0,5	1		
ЛЭП	4	5	Мебельная - Трикотажная	0,2	0,5		
ЛЭП	7	5	Шахтовая - Трикотажная	0,2	0,5		
Тр-р	1	100	АТЭЦ -	0,5	17	29	1
Тр-р	100	2	-				0,33
Тр-р	100	8	-				0,052
Тр-р	3	9	Ключевая -	1,3	21	60	0,17
Тр-р	4	10	Мебельная -	1,3	11	60	0,17
Тр-р	5	11	Трикотажная -	0,35	5	120	0,17
Тр-р	6	12	Артемовская -	0,11	2,5	260	0,17
Тр-р	7	13	Шахтовая -	0,2	3,5	180	0,17

Таблица 32 – Данные по токовой нагрузке в режиме максимума

Ннач	Нкон	Название	Инач	Икон	Место
2	4	- Мебельная	139	139	ВН
2	7	- Шахтовая	398	398	ВН
2	3	- Ключевая	256	256	ВН
3	6	Ключевая - Артемовская	215	215	ВН
6	7	Артемовская - Шахтовая	203	203	ВН
4	5	Мебельная - Трикотажная	93	93	ВН
7	5	Шахтовая - Трикотажная			ВН

Таблица 33 – Данные по потокам мощности в режиме максимума

Ннач	Нкон	Рнач	dP	Ркон	Qнач	dQ	Qш	Vнач	Vкон
2	4	-8	0,03	-8	-4	0,12		38,3	38
2	7	-24	0,62	-23	-12	1,52		38,3	36,6
2	3	-15	0,35	-15	-8	0,86		38,3	36,8
3	6	-12	0,11	-12	-6	0,22		36,8	36,3
6	7	11	0,06	12	5	0,12		36,3	36,6
4	5	-6	0,01	-6	-2	0,01		38	38
7	5								
1	100	-47	0,1	-47	-27	3,48	0,42	120	116,2
100	2	-47		-47	-24	0,01		116,2	38,3
100	8	0		0	0	0		116,2	6
3	9	-2	0,01	-2	-1	0,1	0,08	36,8	6,1
4	10	-3	0,01	-3	-1	0,07	0,09	38	6,4
5	11	-6	0,01	-6	-2	0,13	0,17	38	6,4
6	12	-24	0,06	-24	-11	1,29	0,34	36,3	6
7	13	-11	0,02	-11	-5	0,39	0,24	36,6	6,1

Таблица 34 – Данные по узлам в режиме минимума

Тип	Номер	Название	Uном	Рн	Qн	Рг	Qг	V	Delta
База	1	АТЭС	115			32,2	17,9	115	
Нагр	2		35					37,08	-2,39
Нагр	3	Ключевая	35					36	-3,9
Нагр	4	Мебельная	35					36,84	-2,93
Нагр	5	Трикотажная	35					36,79	-3,01
Нагр	6	Артемовская	35					35,65	-4,34
Нагр	7	Шахтовая	35					35,86	-4,07
Нагр	8		6					5,84	-2,39
Нагр	9		6	1,8	0,5			6,06	-5,56
Нагр	10		6	2	0,6			6,22	-3,83
Нагр	11		6	4,6	1,6			6,21	-3,97
Нагр	12		6	15,8	6,5			5,97	-6,11
Нагр	13		6	7,3	3,4			6,03	-5,19
Нагр	100		110					112,37	-2,39

Таблица 35 – Данные по ветвям в режиме минимума

Тип	Ннач	Нкон	Название	R	X	B	Кт/г
ЛЭП	2	4	- Мебельная	0,5	2,12		
ЛЭП	2	7	- Шахтовая	1,3	3,2		
ЛЭП	2	3	- Ключевая	1,8	4,4		
ЛЭП	3	6	Ключевая - Артемовская	0,8	1,6		
ЛЭП	6	7	Артемовская - Шахтовая	0,5	1		
ЛЭП	4	5	Мебельная - Трикотажная	0,2	0,5		
ЛЭП	7	5	Шахтовая - Трикотажная	0,2	0,5		
Тр-р	1	100	АТЭС -	0,5	17	29	1
Тр-р	100	2	-				0,33
Тр-р	100	8	-				0,052
Тр-р	3	9	Ключевая -	1,3	21	60	0,17
Тр-р	4	10	Мебельная -	1,3	11	60	0,17
Тр-р	5	11	Трикотажная -	0,35	5	120	0,17
Тр-р	6	12	Артемовская -	0,11	2,5	260	0,17
Тр-р	7	13	Шахтовая -	0,2	3,5	180	0,17

Таблица 36 – Данные по токовой нагрузке в режиме минимума

Ннач	Нкон	Название	Инач	Икон	Место
2	4	- Мебельная	111	111	ВН
2	7	- Шахтовая	271	271	ВН
2	3	- Ключевая	175	175	ВН
3	6	Ключевая - Артемовская	145	145	ВН
6	7	Артемовская - Шахтовая	138	138	ВН
4	5	Мебельная - Трикотажная	78	78	ВН
7	5	Шахтовая - Трикотажная			ВН

Таблица 37 – Данные по потокам мощности в режиме минимума

Ннач	Нкон	Рнач	dP	Ркон	Qнач	dQ	Qш	Qкон	Vнач	Vкон	dV%
2	4	-7	0,02	-7	-3	0,08		-3	37,1	36,8	0,68
2	7	-15	0,29	-15	-8	0,71		-7	37,1	35,9	3,5
2	3	-10	0,17	-10	-5	0,41		-5	37,1	36	3,07
3	6	-8	0,05	-8	-4	0,1		-4	36	35,6	1,02
6	7	8	0,03	8	4	0,06		4	35,6	35,9	-0,6
4	5	-5	0	-5	-2	0,01		-2	36,8	36,8	0,14
7	5										
1	100	-32	0,05	-32	-18	1,72	0,38	-16	115	112,4	2,39
100	2	-32		-32	-16	0		-16	112,4	37,1	0,01
100	8	0		0	0	0		0	112,4	5,8	0
3	9	-2	0	-2	-1	0,06	0,08	0	36	6,1	1,06
4	10	-2	0	-2	-1	0,04	0,08	-1	36,8	6,2	0,73
5	11	-5	0,01	-5	-2	0,09	0,16	-2	36,8	6,2	0,76
6	12	-16	0,03	-16	-7	0,59	0,33	-6	35,6	6	1,5
7	13	-7	0,01	-7	-4	0,18	0,23	-3	35,9	6	1,09

Анализ режима работы сети после реконструкции с учетом перспективных нагрузок показывает что напряжения во всех узлах сети отклоняются от номинального значения не более чем на 5 %, при этом токовые нагрузки ВЛ не превосходят длительно допустимый ток для выбранного сечения проводов, загрузка трансформаторов не превышает номинальной.

## 12 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

В данном разделе рассматривается расчет молниезащиты ПС «Артемовская» в связи с реконструкцией и модернизацией в частности РУ 35 кВ

Согласно нормотивным документам открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции «Артемовская» от прямых ударов молний осуществляется стержневыми молниеотводами.

Защите подлежит все оборудование находящееся на РУ 35 кВ

Защиту РУ 35 выполним стержневыми отдельностоящими молниеотводами. Высота отдельностоящего молниеотвода – 17 метров.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам [10]:

Эффективную высоту молниеотвода определяем как:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (39)$$

Эффективная высота молниеотвода равна:

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половину ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли) определяем как:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (40)$$

Для отдельностоящего молниеотвода получаем:

$$r_{0л} = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,12 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных рядом на ПС «Артемовская»:

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (41)$$

Для линейного портала определяем:

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (29 - 17) = 13,06 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемых объектов РУ 35 кВ:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \quad (42)$$

Для выключателя 35 кВ (высота 6 м):

$$r_x = 18,12 \cdot \left(1 - \frac{6}{14,45}\right) = 10,59 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне выключателя 35 кВ:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (43)$$

где  $h_x$  - высота выключателя 35 кВ.

$$r_{cx} = 18,12 \cdot \left(1 - \frac{6}{13,06}\right) = 9,79 \text{ (м)}$$

Аналогично проводится расчет молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчета приведены в графической части проекта

Расчет защитного заземления:

Подстанция представляет собой распределительное устройство номинальным напряжением 35/6 кВ с двумя трансформаторами.

Размеры подстанции  $A \times B = 35 \times 25$  (м)

Удельное сопротивление первого грунта:

$$\rho = 30$$

Коэффициенты:

$$ak = 0,005$$

$$bk = 0,0036$$

$$ck = -0,05$$

$$dk = 0,343$$

Коэффициент сезонности:

$$\psi = 2,7$$

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (35 + 3) \cdot (25 + 3) = 1064 \text{ (м}^2\text{)} \quad (44)$$

Определяем удельное сопротивление второго грунта:

$$\rho_{\text{эк}} = \frac{\rho}{\psi} = \frac{30}{2,7} = 11,1 \text{ (Ом/м)} \quad (45)$$

Принимаем диаметр проводов (и соответствующее сечение):

$$d = 0,0021$$

$$F = \pi \cdot \frac{d^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{0,0021^2}{4} = 0,08 \text{ (м)} \quad (46)$$

Проверка на термическую прочность:

Максимальный ток:

$$I_M = 4,1 \text{ (кА)}$$

Время срабатывания релейной защиты:  $t = 5$  (сек)

Коэффициент термической стойкости  $\beta = 21$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot 5}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{4,1^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,06 \quad (47)$$

Проверка на коррозионную стойкость (см<sup>2</sup>):

$$S_k = ak \cdot \ln(240) + bk \cdot \ln(240) + ck \cdot \ln(240) + dk = 1 \quad (48)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S \cdot (S_k + d) = 3.15 \quad (49)$$

Принимаем расстояние между полосами сетки (м):

$$l_{nn} = 10$$

Общая длина полос в сетке:

$$l_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) = 0,54 \cdot 10^3 \text{ (м)} \quad (50)$$

Число ячеек:

$$M = \frac{l_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{0,69 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{1774,4}} = 8,24 \quad (51)$$

Принимаем:  $M = 8$

Длина стороны ячейки:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{M} = 5,15 \text{ (м)} \quad (52)$$

Длина горизонтальных полос в рассматриваемой модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (M + 1) = 1,18 \cdot 10^3 \text{ (м)} \quad (53)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{в} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 10,3 \text{ (ед)} \quad (54)$$

Принимаем длину вертикальных электродов:

$$L_{в} = 4 \text{ (м)}$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho_{\text{эк}} \cdot \left( \frac{0,42}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n\vartheta \cdot L\vartheta} \right) = 0,1 \text{ (ОМ)} \quad (55)$$

Вычисляем импульсное сопротивление заземлителя:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 3,15 \quad (56)$$

$$R_u = a_u \cdot R_c = 0,315 \text{ (ОМ)} \quad (57)$$

## 13 МЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ВЛ «АРТЕМОВСКАЯ» - «ШАХТОВАЯ»

Работа предусматривает расчет механической части реконструируемой ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая», в данном разделе проводится расчет удельных механических нагрузок на провод при различных климатических условиях, а так же выбор типов опор, изоляторов и линейной арматуры.

### 13.1 Выбор типов опор.

При выборе типов опор ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая», а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий.

Исходя из расчетного сечения провода ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая» и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем следующие типы опор: опора анкерная угловая: У35-1+5 ,опора промежуточная: П35-1.

### 13.2 Расчет удельных механических нагрузок.

Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололеда или с гололедом.

Удельные нагрузки определяются к одной единице длины и единице поперечного сечения провода или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных данных.

Нагрузка от массы провода ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая» [13]:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} = 9,81 \cdot \frac{0,554}{174 \cdot 10^{-6}} = 48,96 \text{ (кПа/м)} \quad (58)$$

где  $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$ ;

$G_0$  – масса 1 м провода, кг/м;

$F_p$  – расчетное сечение провода, м<sup>2</sup>.

Нагрузка от массы гололеда ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая»,:

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,025 \cdot (0,0135 + 2 \cdot 0,025)}{174 \cdot 10^{-6}} = 55,37 \text{ (кПа/м)} \quad (68)$$

где  $b$  – толщина стенки гололеда, м;

$g_0$  – плотность льда, кг/ м<sup>3</sup>;

$d$  – диаметр провода, м.

Нагрузка от массы провода и гололеда ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая»,:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 48,96 + 55,37 = 104,33 \text{ (кПа/м)} \quad (59)$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая»,:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 800 \cdot 1,15 \cdot 0,0135}{174 \cdot 10^{-6}} = 54,4 \text{ (кПа/м)} \quad (60)$$

где  $a$  – коэффициент учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета,  $a = 0,81$ ;

$q_{\max}$  – скоростной напор ветра в данном районе;

$C_x$  – аэродинамический коэффициент для данного типа провода;

$k_q$  – поправочный коэффициент

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая»,:

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 800 \cdot (0,0135 + 2 \cdot 0,025)}{174 \cdot 10^{-6}} = 38,09 \text{ (кПа/м)} \quad (71)$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая»,:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{48,96^2 + 54,4^2} = 73,18 \text{ (кПа/м)} \quad (61)$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая»:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{104,33^2 + 38,09^2} = 111,06 \text{ (кПа/м)} \quad (62)$$

### 13.3 Выбор изоляторов и линейной арматуры.

В качестве линейных изоляторов на анкерно-угловой и промежуточной опорах ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая», принимаем изоляторы марки ЛК-70-35. Основные технические данные такого типа изоляторов указаны в таблице 38.

Таблица 38 - Технические данные изолятора ЛК – 70 - 35

Показатель	ЛК-70/35-IV УХЛ1
Строительная высота, мм, Н	650
Длина изоляционной части, мм L	425
Габаритные размеры, мм, Нг	685
Длина пути утечки, мм	990
Номинальное напряжение, кВ	35
Минимальная механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, кН	70
Степень загрязненности атмосферы	IV
Значение 50%-ного разрядного напряжения грозового импульса, кВ, не менее	200
50%-ное разрядное напряжение промышленной частоты в загрязненном и увлажненном состоянии, кВ	42
При удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения, мкСм	10

Данный тип изоляторов принимаем к установке на ВЛ 35 кВ «Артемовская» – «Шахтовая».

## 14 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Экономическая оценка эффективности инвестиций в реконструируемые объекты в частности ПС «Артемовская» и «Шахтовая» заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов.

### 14.1 Описание сети

В данной работе рассматривается реконструкция ПС «Артемовская» и «Шахтовая» Приморского края в связи с увеличением нагрузок. Так же в работе рассматривается замена проводов ВЛ для питания казаных ПС.

### 14.2 Юридический статус проектируемого объекта

Собственником вводимого имущества (после окончания регистрации прав собственности) будет ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания». Реконструкцию будет проводить ОАО «ДРСК» за счет внутренних средств компании.

### 14.3 Затраты на реализацию проекта

Капиталовложение на реконструкцию сети вычисляются по формуле:

$$k = k_{ВЛ} + k_{ПС} \quad (63)$$

где  $k_{ВЛ}$  – капиталовложение на реконструкцию воздушных линий;

$k_{ПС}$  – капиталовложение на реконструкцию подстанций.

Капиталовложение на реконструкцию подстанций определяются по [8], отвод земли под ПС не планируется тк осуществляется реконструкция существующей ПС.:

$$k_{ПС} = (k_{РУ} + k_{ТР} + k_{КУ} + k_{ПОСТ}) \cdot k_{инф} \cdot k_p \quad (64)$$

где  $k_{РУ}$  – стоимость распределительных устройств ПС «Артемовская» и «Шахтовая» в ценах 2000 года.

$k_{TP}$  – стоимость трансформаторов в ценах 2000 года.

$k_{KY}$  – стоимость компенсирующих устройств в ценах 2000 года.

$k_{Пост}$  – постоянная часть затрат на реконструкцию ПС в ценах 2000 года

включающая затраты на:

– выкуп земли

– благоустройство территории

– подвод коммуникаций, и.т.д.

$k_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на I квартал 2013 год (индекс дефлятор равен 4,28)

$k_p$  - районный коэффициент: для ПС –1,3 [8]

$$k_{ВЛ} = k_{y\partial} \cdot l \cdot k_{инф} \cdot k_p \quad (65)$$

где  $k_{y\partial}$  – удельная стоимость сооружения одного км ВЛ (в ценах 2000 года);

$l$  – длина линии с учетом коэффициента удлинения.

$k_p$  - районный коэффициент: для ВЛ –1,3 [8]:

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле:

$$A_{ЭР} = A_{ЭР.ВЛ} + A_{ЭР.ПС} = \alpha_{ЭР.ВЛ} \cdot k_{ВЛ} + \alpha_{ЭР.ПС} \cdot k_{ПС} \quad (66)$$

где  $\alpha_{ЭР.ВЛ} = 0,8\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ; [8]:

$\alpha_{ЭР.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций .[8]:

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$A_{AM} = \frac{k_{ВЛ}}{t_{СЛ1}} + \frac{k_{ПС}}{t_{СЛ2}} \quad (67)$$

где  $t_{СЛ1}$  - период службы для ВЛ [8];

$t_{СЛ2}$  - период службы для оборудования ПС [8].

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$A_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (68)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – удельная стоимость потерь электроэнергии Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} + \Delta W_{КОР}. \quad (69)$$

где  $\Delta W_{ВЛ}$  – потери мощности в ВЛ;

$\Delta W_{ТР}$  – потери мощности в трансформаторах;

$\Delta W_{КУ}$  – потери в КУ;

$\Delta W_{КОР}$  – потери на корону.

Потери мощности электрической сети в данном случае определяются с помощью программного комплекса РАСТР, путем расчета режима работы электрической сети со среднегодовыми нагрузками.

Стоимость оборудования подстанции «Артемовская» и «Шахтовая» определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2016 года (индекс цен на оборудование по отношению к ценам 2000 г. составляет 4,28 ед)

Для примера рассчитаем стоимость реконструкции ПС «Артемовская» (к расчету принимаются ячейки вакуумных выключателей на стороне ВН и на стороне НН)

$$k_{PY} = n_{яч} \cdot k_{яч} \cdot k_{инф} \cdot k_p = (6 \cdot 2 + 13 \cdot 0,16) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 69,85 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформаторов:

$$k_{ТР} = n_{тр} \cdot k_{тр} \cdot k_{инф} \cdot k_p = 2 \cdot 2,2 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 22,08 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$k_{ПОСТ} = k_{пост} \cdot k_{инф} \cdot k_p = 5 \cdot 4.28 \cdot 1,3 = 25,09 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложение на модернизацию и реконструкцию ПС «Артемовская» подстанции:

$$k_{ПС} = 69,85 + 22,08 + 25,09 = 117,02 \text{ (млн.руб)}$$

Капиталовложения по остальным ПС приведены в таблице 39

Таблица 39 – Расчет капиталовложений на сооружение ПС

Подстанция	Стоимость РУ, млн. руб.	Стоимость трансформаторов млн.руб.	Постоянная часть, млн. руб.	Стоимость сооружения ПС млн.руб.
Артемовская	69,85	22,08	25,09	117,02
Шахтовая	59,8	22,08	25,09	106,97
Сумма				330,96

Определяем капиталовложения на сооружение ВЛ для питания ПС, для примера рассмотрим расчет стоимости реконструкции ВЛ «Артемовская» – «Шахтовая», ВЛ выполнена проводом марки АС 150/24, имеет одну цепь, протяженность составляет 2,5 км.

$$k_{ВЛ} = k_{уд} \cdot l \cdot k_{инф} \cdot k_p$$

$$k_{ВЛ} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 4.28 \cdot 1,3 = 17,46 \text{ (млн.руб)}$$

где  $K_p$  - районный коэффициент: для ВЛ –1,3[8]

Стоимость реконструкции ВЛ приведена в таблице 40

Таблица 40 – Расчет капиталовложений на сооружение ВЛ

Воздушная линия	Количество цепей (шт.)	Материал	Сечение (мм <sup>2</sup> )	Стоимость капиталовложений ВЛ, млн.руб.
«Ключевая» - «Шахтовая»	1	Сталь	150	17,46
«Артемовская» – «Шахтовая»	1		150	27,93
Сумма				45,39

Вычисляем общие капиталовложение на реконструкцию ВЛ и ПС:

$$k = k_{ВЛ} + k_{ПС} = 45,39 + 330,96 = 376,35 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$A_{ЭР} = \alpha_{ЭР} \cdot k_{ВЛ} + \alpha_{ЭР,ПС} \cdot k_{ПС} = 0,008 \cdot 45,39 + 0,059 \cdot 330,96 = 19,99 \text{ (млн.руб/год)}$$

Находим суммарные потери электроэнергии в сети (МВт×час) (величина потерь электроэнергии определяется из расчета режима работы сети):

$$\Delta w_{\Sigma 1} = (\Delta w_{ВЛ} + \Delta w_{ТП}) \times t_{год} = 0,79 \cdot 8760 = 6920,4 \text{ (МВт×час)}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в рассматриваемом участке сети за год:

$$A_{\Delta W} = \Delta w_{\Sigma 1} \cdot C_{\Delta W} = 6920,4 \times 105,99 \cdot 10^{-6} = 0,73 \text{ (млн.руб/год)}$$

Ежегодные издержки на амортизацию:

$$A_{AM} = \frac{k_{ВЛ}}{t_{СЛ1}} + \frac{k_{ПС}}{t_{СЛ2}} = \frac{45,39}{15} + \frac{330,96}{20} = 20,41 \text{ (млн.руб/год)}$$

#### 14.4 Жизненный цикл объекта

Жизненный цикл объекта состоит из следующих основных стадий:

- проектирование,
- строительство,
- освоение,
- нормальное функционирование,
- ликвидация.

Реализовываться проект будет более года.

Расчет жизненного цикла:

Стадия проектирования – 1 год;

Строительство – 3 года;

#### 14.5 **Определение нормативной численности обслуживающего персонала подстанции.**

В составе штатной структуры предприятия разрабатываются следующие документы: численность руководителей, специалистов, служащих и рабочих предприятия, определяется фонд заработной платы, а также формируется штатное расписание организации, которое включает фонд заработной платы, перечень должностей, месячные должностные оклады и персональные надбавки. В составе функциональной структуры предприятия определяются и классифицируются функции управления, а также определяется комплекс управленческих задач, закрепляемых за соответствующими структурными подразделениями организации.

Сетевой участок электрической сети находится под управлением РЭС сетевого района. При этом, сетевой район сети является структурным подразделением электрических сетей. Ремонт сетей производится централизованно соответствующими независимыми ремонтными организациями.

В нашем случае расчет численности персонала РЭС проводим только для сетевого участка, обслуживающего электрическую сеть, при этом не учитываем в расчетах численность персонала обслуживающего производственные подразделения, также в расчетах не учитываем заработную плату административно-управленческого персонала. Для упрощения расчетов численность ремонтного и эксплуатационного персонала объединяем (Нормативам численности промышленно - производственного персонала предприятий электрических сетей).

Определяем численность рабочих по обслуживанию ВЛ 35 кВ (опоры стальные):

$$N_1 = L \cdot n_1 \cdot k_1 \quad (70)$$

где  $n_1$  – норматив численности (для ВЛ 35 кВ – 1,02 чел. на 100 км) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$L$  – длина линии, км.

$K1$  - повышающий коэффициент

$$N_1 = 6,5 \cdot 1,02 / 100 \cdot 1,13 = 0,15 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию трансформаторов 35/6 кВ:

$$N_2 = X_{\text{ПС}} \cdot n_2 \cdot k1 \quad (71)$$

где  $n_2$  – норматив численности (для ПС – 3,77 чел. на 100 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{ПС}}$  – количество ТП соответствующего типа, ед.

$$N_2 = 3,77 \cdot 4 / 100 \cdot 1,09 = 0,12 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию вакуумных выключателей 35 кВ:

$$N_3 = X_{\text{ВВ}} \cdot n_3 \cdot k1 \quad (72)$$

где  $n_3$  – норматив численности (для присоединения с вакуумным выключателем 1,38 чел. на 100 ед для 35 кВ ) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{ВВ}}$  – количество выключателей соответствующего типа, ед.

$$N_3 = (1,38 \cdot 12) / 100 \cdot 1,09 = 0,24 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по оперативному обслуживанию ПС (при числе присоединений на ПС 35/6 – до 20 )

$$N_4 = X_{\text{пс}} \cdot n_4 \cdot kI \quad (73)$$

где  $n_4$  – норматив численности на присоединение (0,66 чел на 1 ПС) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{пс}}$  – количество ПС, ед.

$$N_4 = 0,66 \cdot 2 \cdot 1,05 = 2,08 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации приборов учета:

$$N_5 = X_{\text{уч}} \cdot n_5 \cdot kI \quad (74)$$

где  $n_5$  – норматив численности (2,3 чел. на 10000 приборов учета) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{уч}}$  – количество счетчиков (52), ед.

$$N_5 = 52 \cdot 2,3 / 10000 \cdot 1,09 = 0,01 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации ЗиА:

$$N_6 = X_{\text{РЗиА}} \cdot n_6 \cdot kI, \quad (75)$$

где  $n_6$  – норматив численности (9,5 чел. на 1000 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий);

$X_{\text{ЗиА}}$  – количество устройств ЗиА (108 ед.), ед.

$$N_6 = 108 \cdot 9,5 / 1000 \cdot 1,09 = 1,12 \text{ (чел.)}$$

Определяем среднесписочную численность персонала

$$ССЧ = 0,15 + 0,12 + 0,24 + 2,08 + 0,01 + 1,12 = 3,72 \text{ чел.}$$

В данной работе согласно нормативам численности персонала требуется для обслуживания подстанции 4 штатные единицы.

Определяем среднемесячную з/плату для данного региона (Приморский край)  $ЗП_{СМ} = 29,572$  тыс. руб/мес. (согласно <http://mojazarplata.kp.ru>)

#### 14.6 Расчет фонда оплаты труда

Фонд оплаты труда:

$$И_{ЗП} = ФОТ = ССЧ \cdot ЗП_{СМ} \cdot 12 = 4 \cdot 29,57 \cdot 12 = 1,42 \text{ (млн. руб.)} \quad (76)$$

Социальный налог:

$$E_E = И_{ЗП} \cdot 0,3 = 1,42 \cdot 0,3 = 0,43$$

#### 14.7 Расчет себестоимости передачи электроэнергии

При расчете себестоимости передачи электроэнергии используем данные полученные в предыдущих разделах и сводим их в таблицу 39.

Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год определяется по следующей формуле:

$$w = P_{cp} \cdot 8760 = 15,81 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 138,49 \cdot 10^6 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}$$

где -  $P_{cp}$  – средняя мощность нагрузки на ПС рассматриваемого района (определена в основной части работы) (кВт)

8760 – количество часов в году.

Таблица – 41 Расчет себестоимости

Амортизация основных средств (млн.руб)	20,41
Затраты на ремонт и эксплуатации (млн.руб)	19,99
Затраты на топливно-энергетических ресурсов на технологические цели (потери электроэнергии и расход на собственные нужды) (млн.руб)	0,73
$И_{ЗП} + E_E$ (млн.руб)	1,85
Прочие расходы (млн.руб)	24,56
Всего годовых затрат (млн.руб)	67,54
Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год (кВт·ч)	$138,49 \cdot 10^6$
Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание сети (руб.)	0,49

Прочие расходы определяем по формуле (млн. руб.):

$$A_{np} = 0,3 \cdot (A_{AM} + A_{ЭКС} + A_{ΔW} + I_{ЗП} + E_E) + 0,03k \quad (77)$$

$$I_{np} = 0,3 \cdot (20,41 + 19,99 + 0,73 + 1,85) + 0,03 \cdot 376,35 = 24,56 \text{ (млн. руб.)}$$

Общие годовые затраты определяются по следующей формуле

$$A_{\Sigma} = A_{AM} + A_{ЭКС} + A_{ΔW} + I_{ЗП} + E_E + I_{np} \quad (78)$$

$$A_{\Sigma} = 20,41 + 19,99 + 0,73 + 1,85 + 24,56 = 67,54$$

Себестоимость передачи электроэнергии (руб/кВт×час):

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{67,54 \cdot 10^6}{138,49 \cdot 10^6} = 0,49$$

Расчеты показывают что стоимость передачи одного кВт×час по участку сети после реконструкции составит 0,49 руб. общие капиталовложения в реконструкцию составляют 376,25 млн. рублей.

## 15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 15.1 Безопасность

Работа рассматривает реконструкцию части энергосистемы «Приморского края» в частности предполагается строительство одноцепной ВЛ 35 кВ протяженностью 4 и 2.5 км для повышения надежности электроснабжения района. Проект предусматривает полную замену всего оборудования на ПС «Артемовская» и «Шахтовая» - в частности установка вакуумных выключателей и современных трансформаторов .

*15.1.1. Техника безопасности при строительстве ВЛ.* Необходимым условием безопасного проведения ремонтных работ при строительстве ВЛ являются следующие условия:

1) при производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

2) при производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

3) на месте производства наладочных работ на провода линии должны быть наложены заземления. Непосредственно перед наложением заземления необходимо убедиться в отсутствии напряжения на линии. Наложение и закрепление, а также снятие заземляющих проводов производится при помощи изолирующей штанги.

4) безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренными в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ.

5) строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

6) при монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи. Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

## **15.2 Экологичность**

В данной работе проводится проектирование воздушной линии 35 кВ протяженностью 4 и 2,5 км, ВЛ будет предназначена для увеличения надежности электроснабжения потребителей ПС 35 кВ «Шахтовая», «Артемовская» в связи с ростом нагрузки. Земля, отводимая в постоянное пользование ВЛ будет восстановлена путем освоения новых земель. Затраты на освоение земли, взамен изымаемой в постоянное пользование и средства на возмещение убытков землепользователями учтены сметами на строительство.

*Расчет площади земли отводимой в постоянное и временное пользование.*

Подробно рассмотрим расчет площади отводимой в постоянное и временное пользование под ВЛ схематичное изображение промежуточной и анкерной опор показано на рисунке 10, 11.

При определении площади земли отводимой в постоянное и временное пользование используются следующие исходные данные:

Опора анкерная угловая: У35-1+5 с размером основания 5,7 м и расстоянием между фазами 6,3 м в количестве 4 шт.

Опора промежуточная: ПЗ5 - 1, размер основания 1,8 м, расстояние между фазами 5,3 м в количестве 36 шт.

Определим площадь земли отводимой под постоянное пользование по формуле (м<sup>2</sup>):

$$F_{\text{пост}} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n \quad (79)$$

где  $n_a$ ,  $n_n$  - соответственно количество анкерных и промежуточных опор (шт);

$F_a$ ,  $F_n$  - соответственно площадь отводимая под анкерную и промежуточную опору (м<sup>2</sup>);

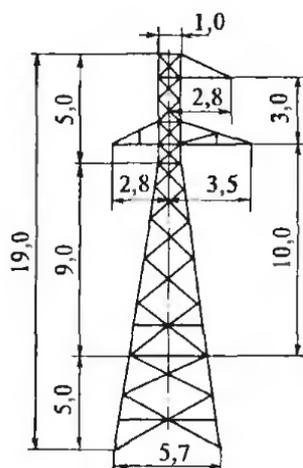


Рисунок 10 – Схематичное изображение анкерно-угловой опоры типа УЗ5-1+5

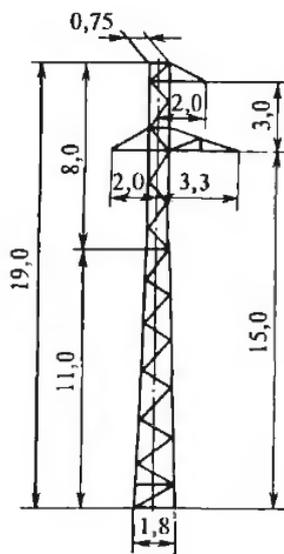


Рисунок 11 – Схематичное изображение промежуточной опоры типа ПЗ5 - 1

Площадь отводимая для одной анкерной и промежуточной опоры определяется по формуле:

$$F_a = (A_a + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_a + 2 \cdot \Delta) = (5,7 + 2 \cdot 1) \cdot (5,7 + 2 \cdot 1) = 59,29 (\text{м}^2) \quad (80)$$

$$F_n = (A_n + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_n + 2 \cdot \Delta) = (1,8 + 2 \cdot 1) \cdot (1,8 + 2 \cdot 1) = 14,44 (\text{м}^2) \quad (81)$$

где  $\Delta$  - расстояние от основания опоры в обе стороны, т.к. ВЛ проходит в лесо – степи, местность равнинная, принимаем значение 1 м (тк ВЛ не проходит по сельско-хозяйственной местности) [25]

Площадь земли отводимой под постоянное пользование:

$$F_{пост} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n = 4 \cdot 59,29 + 36 \cdot 14,44 = 757,0 (\text{м}^2)$$

Площадь земли отводимая во временное пользование определяется по формуле:

$$F_{вс} = F_{вс} + F_{вмт} \quad (82)$$

где  $F_{вс}$ ,  $F_{вмт}$  - соответственно площади отводимые временное строительство и временные монтажные площадки;

$$F_{вс} = L \cdot l = 6500 \cdot 10,3 = 66,95 \cdot 10^3 (\text{м}^2) \quad (83)$$

где  $L$  – длина воздушной линии согласно расчетных данных проекта (м) определена в основной части работы

$l$  – ширина полосы отводимой земли вдоль ВЛ:

$$l = l_\phi + 4 = 6,3 + 4 = 10,3 (\text{м}) \quad (84)$$

где  $l_\phi$  – максимальное расстояние между фазами анкерной опоры (м):

Площадь отводимая под монтажные площадки (м<sup>2</sup>):

$$F_{вмт} = n_a \cdot F_{мта} + n_n \cdot F_{мтн} \quad (85)$$

где  $F_{ма}$  – площадь одной монтажной площадки для сооружения анкерной – угловой стальной свободностоящей опоры [25]  $F_{ма} = 400$  (м<sup>2</sup>)

$F_{мин}$  – площадь одной монтажной площадки для сооружения промежуточной стальной свободностоящей опоры 35 кВ [25]  $F_{мин} = 300$  (м<sup>2</sup>):

$$F_{вм} = 4 \cdot 400 + 36 \cdot 300 = 12,4 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)}$$

Суммарная площадь под временное пользование:

$$F_{вс} = F_{вс} + F_{вм} = 66,95 \cdot 10^3 + 12,4 \cdot 10^3 = 79,35 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)} \quad (86)$$

*Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.*

В результате механического разрушения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения утечки масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1т. и выше должны быть выполнены маслоприемники [12].

Для предотвращения утечки масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям (маслоприемников).

На подстанции «Шахтовая» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 10000/35 с размерами (м) 4,25×3,42×2,35 и массой масла 5,35 т.

При расчете основных размеров маслоприемника принимаем следующие условия согласно НТД [12].

1) Габариты маслоприемника трансформатора выступают за габариты трансформатора на 1 м.

2) Маслоприемники трансформаторов на ПС «Шахтовая» должны предусматриваться закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслоприемники на ПС «Шахтовая» масла выполняем с

установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [12];

Верхний уровень гравия (щебня) маслоприемника находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки [12].

3) Маслоприемник на ПС «Шахтовая» оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием [12]

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника на ПС «Шахтовая».

Определяем объем масла в трансформаторе:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} = \frac{5,35}{0,88} = 6,08 \text{ (м}^3\text{)} \quad (87)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно справочным данным (т).

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

Определяем площадь маслоприемника:

$$S_{мн} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (4,25 + 2 \cdot 1) \cdot (3,42 + 2 \cdot 1) = 33,88 \text{ (м}^2\text{)} \quad (88)$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника на ПС «Шахтовая» [12]

Площадь боковой поверхности трансформатора на ПС «Шахтовая»:

$$S_{он} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (4,25 + 3,42) \cdot 2 \cdot 2,35 = 68,31 \text{ (м}^2\text{)} \quad (89)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Нормированный коэффициент пожаротушения  $K_n$  (л/(с×м<sup>2</sup>)) и нормированное время тушения  $t$  (сек) соответственно равны [12]:

$$K_n = 0,2$$

$$t = 1800$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара на трансформаторе

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{on}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (33,88 + 68,31) \cdot 10^{-3} = 36,79 \text{ (м}^3\text{)} \quad (90)$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема всего масла и 80 % воды

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 6,08 + 0,8 \cdot 36,79 = 35,51 \text{ (м}^3\text{)} \quad (91)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} = \frac{35,51}{33,88} = 1,05 \text{ (м)} \quad (92)$$

Высота гравийной подушки маслоприемника [12]

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки маслоприемнике [12]

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника на ПС «Шахтовая»

$$H_{nmt} = H_{mn} + H_{en} + H_z = 1,05 + 0,05 + 0,25 = 1,35 \text{ (м)} \quad (93)$$

### 15.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на РУ ПС «Шахтовая», прямой удар молнии в ОРУ. В основной части работы произведен расчет основных параметров молниезащиты ПС «Артемовская» для защиты оборудования от грозовых перенапряжений.

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Артемовская» устанавливаются вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ, тем не менее применение маслонаполненных силовых трансформаторов создает риск возникновения пожара при коротких замыканиях либо при грозовых перенапряжениях.

Пожарная безопасность на ПС «Артемовская» предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на ПС «Шахтовая» являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС «Артемовская» составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Для предотвращения возникновения пожара на ПС «Артемовская» на маслонаполненном оборудовании в следствии попадания молнии на ПС предусматривается установка системы молниеотводов, зона защиты которых покрывает все распределительное устройство высокого напряжения и силовые трансформаторы. Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС «Артемовская» обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара на ПС обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды используемые на ПС «Артемовская» предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания закрытого распределительного устройства 6 кВ. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери расположенные в распределительном устройстве низкого напряжения.

В качестве первичных средств пожаротушения на ПС «Артемовская» применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования в частности силовых трансформаторов.

В качестве огнетушащих средств на ПС «Артемовская» необходимо иметь: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 6 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 6 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0,5 м<sup>3</sup> [24].

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара, их количество в здании ОПУ составляет 5 шт, в здании ЗРУ 6 кВ – 3 шт и по четыре возле каждого

трансформатора. Применение огнетушителей для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к пожарным гидрантам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Здания объединенного пульта управления и закрытого распределительно устройства 6 кВ на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C [24].

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе был проведен расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрического оборудования, рассчитаны параметры надежности электроснабжения подстанций до и после реконструкции.

В экономической части определена экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию сети.

В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов в чести защиты окружающей среды.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cbr.ru>
- 8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 9 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 10 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 11 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.
- 13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
- 14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
- 15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.
- 16 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 17 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
- 18 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 19 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 20 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
- 21 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
- 22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

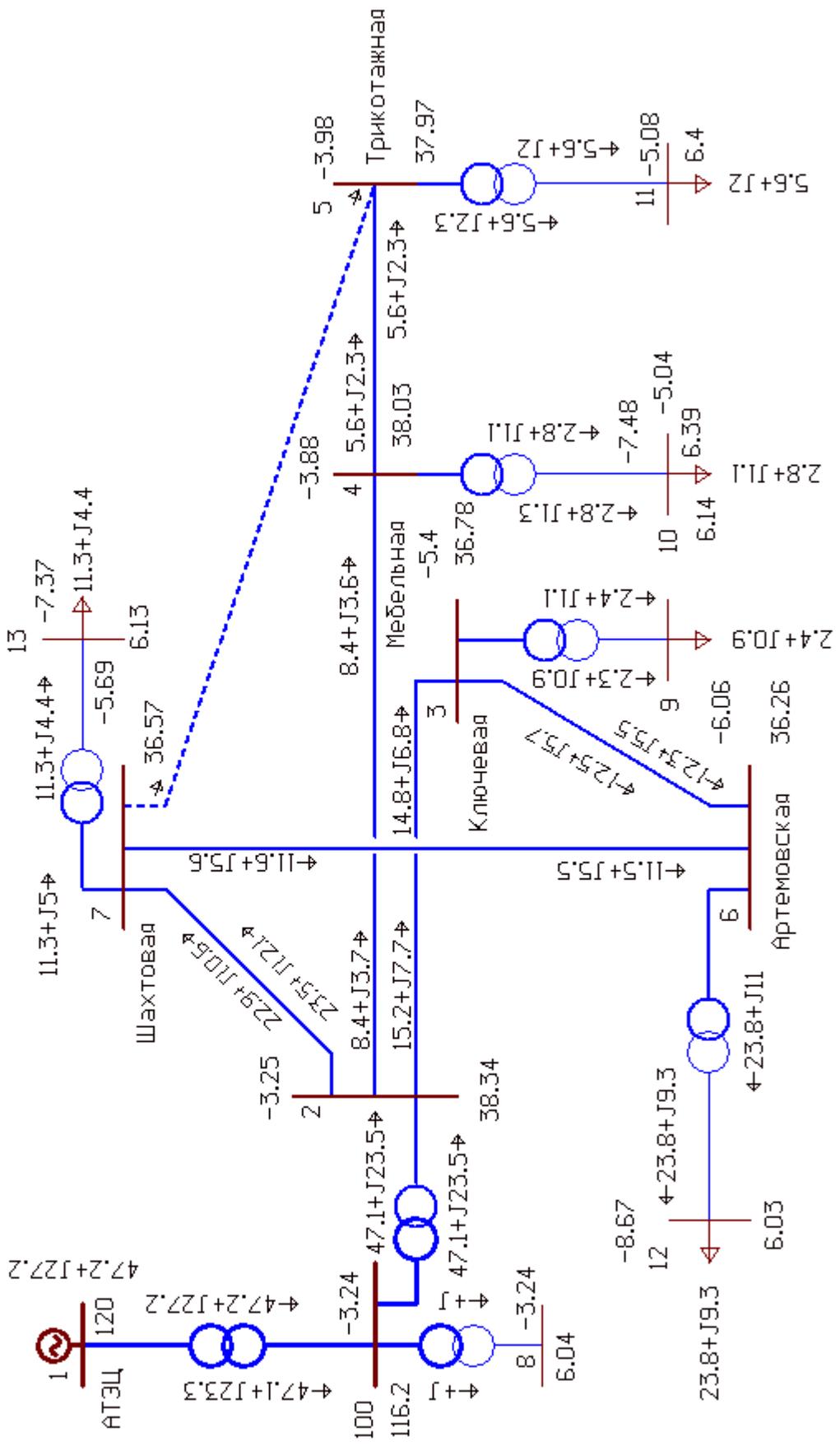
23 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

24 Собоурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ № 14278тм-т1 (редакция 1994 г.),

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет режима максимальных нагрузок

Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
ЛЭП	2	4	0,5	2,12			-8	-4
ЛЭП	2	7	1,3	3,2			-24	-12
ЛЭП	2	3	1,8	4,4			-15	-8
ЛЭП	3	6	0,8	1,6			-12	-6
ЛЭП	6	7	0,5	1			11	5
ЛЭП	4	5	0,2	0,5			-6	-2
ЛЭП	7	5	0,2	0,5				
Тр-р	1	100	0,5	17	29	1	-47	-27
Тр-р	100	2				0,33	-47	-24
Тр-р	100	8				0,052	0	0
Тр-р	3	9	1,3	21	60	0,17	-2	-1
Тр-р	4	10	1,3	11	60	0,17	-3	-1
Тр-р	5	11	0,35	5	120	0,17	-6	-2
Тр-р	6	12	0,11	2,5	260	0,17	-24	-11
Тр-р	7	13	0,2	3,5	180	0,17	-11	-5



ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет режима минимальных нагрузок

Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
ЛЭП	2	4	0,5	2,12			-7	-3
ЛЭП	2	7	1,3	3,2			-15	-8
ЛЭП	2	3	1,8	4,4			-10	-5
ЛЭП	3	6	0,8	1,6			-8	-4
ЛЭП	6	7	0,5	1			8	4
ЛЭП	4	5	0,2	0,5			-5	-2
ЛЭП	7	5	0,2	0,5				
Тр-р	1	100	0,5	17	29	1	-32	-18
Тр-р	100	2				0,33	-32	-16
Тр-р	100	8				0,052	0	0
Тр-р	3	9	1,3	21	60	0,17	-2	-1
Тр-р	4	10	1,3	11	60	0,17	-2	-1
Тр-р	5	11	0,35	5	120	0,17	-5	-2
Тр-р	6	12	0,11	2,5	260	0,17	-16	-7
Тр-р	7	13	0,2	3,5	180	0,17	-7	-4



