

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))/(специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция системы электроснабжения Абатского района
Тюменской области

Студент

М.А.Брагин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к. т. н., В.И. Платов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе проведена реконструкция системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.

Приведена краткая характеристика системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.

Осуществлена реконструкция системы электроснабжения Абатского района Тюменской области, включающая выполнение следующих исследований: реконструкция схемы электрических соединений системы электроснабжения Абатского района Тюменской области, выбор схемы, типа опор и трассы прокладки ВЛ-35 кВ системы электроснабжения района, расчёт электрических нагрузок и выбор сечения провода ВЛ-35 кВ системы электроснабжения района, расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения района в максимальном режиме, выбор и проверка электрических аппаратов системы электроснабжения района, проверка силовых трансформаторов системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.

Разработаны мероприятия по безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности. Рассчитан контур заземления ТП системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.

Проведено технико – экономическое обоснование реконструкции.

Работа состоит из 61 страниц, 6 чертежей формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. Краткая характеристика объекта проектирования	7
1.1 Характеристика климатических и топографических условий Абатского района Тюменской области.....	7
1.2 Краткая характеристика системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.....	9
2. Реконструкция системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.....	14
2.1 Реконструкция схемы электрических соединений системы электроснабжения Абатского района Тюменской области	14
2.2 Выбор схемы, типа опор и трассы прокладки ВЛ-35 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области	15
2.3 Расчёт электрических нагрузок системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.....	17
2.4 Выбор сечения провода резервной ВЛ-35 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.....	20
2.5 Выбор сечения провода отходящих линий ВЛ-10 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области	21
2.6 Расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения Абатского района Тюменской области в максимальном режиме.....	23
2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.....	28
2.8 Проверка силовых трансформаторов системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.....	40
3. Мероприятия по технике безопасности и охране труда	42

3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности	42
3.2. Расчёт контура заземления ТП системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.....	48
3.3 Техничко – экономическое обоснование проведённой реконструкции.....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	57
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	60

ВВЕДЕНИЕ

Целью работы является реконструкция системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.

Актуальность работы обусловлена необходимостью реконструкции и модернизации электрических систем, станций и подстанций всех типов и классов напряжения для обеспечения качественного, надёжного, безопасного, экономичного электроснабжения потребителей согласно требованиям [1-4].

Объектом исследования является система электроснабжения Абатского района Тюменской области.

Предметом исследования является электрические сети, аппараты и электрооборудование подстанций системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.

Работа состоит из трёх глав, в которых решаются основные задачи работы:

- в первой главе проводится характеристика климатических и топографических условий Абатского района Тюменской области, а также приводится краткая характеристика объекта проектирования (системы электроснабжения Абатского района Тюменской области);

- во второй главе осуществляется реконструкция системы электроснабжения Абатского района Тюменской области, включающая выполнение следующих исследований: реконструкция схемы электрических соединений системы электроснабжения района, выбор схемы, типа опор и трассы прокладки ВЛ-35 кВ системы электроснабжения района, расчёт электрических нагрузок и выбор сечения проводов ВЛ-35 кВ и ВЛ-10 кВ системы электроснабжения района, расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения района в максимальном режиме, выбор и проверка электрических аппаратов системы электроснабжения района, проверка силовых

трансформаторов системы электроснабжения района;

- в третьей главе осуществляется разработка мероприятий по безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности, проводится расчёт контура заземления ТП системы электроснабжения Абатского района Тюменской области, а также осуществляется технико – экономическое обоснование проведённой реконструкции.

В графической части приведены следующие чертежи:

1. Схема электрических соединений ПС-35/10 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области до проведения реконструкции.

2. План расположения оборудования ПС-35/10 кВ «Ощепково» системы электроснабжения Абатского района Тюменской области до проведения реконструкции.

3. Схема электрических соединений ПС-35/10 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области после проведения реконструкции.

4. План расположения оборудования ПС-35/10 кВ «Ощепково» системы электроснабжения Абатского района Тюменской области после проведения реконструкции.

5. Трасса резервной ВЛ-35 кВ и конструкция контура заземления ТП-35/10 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.

6. Конструкция опор резервной ВЛ-35 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.

Все исследования в работе выполняются с использованием рекомендованной литературы и нормативных документов.

1. Краткая характеристика объекта проектирования

1.1 Характеристика климатических и топографических условий Абатского района Тюменской области

Абатский район является административно-территориальной единицей (районом) [5].

Центром Абатского района является село Абатское.

Территория района относится к лесостепной зоне Западно – Сибирской равнины.

Население Абатского района по состоянию на январь 2020 г. составляет около 16000 человек [5]. В Абатский муниципальный район входят 11 сельских поселений, которые включают 65 населённых пунктов [5].

Карта-схема Абатского района представлена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Карта-схема Абатского района

Климат Абатского района – холодно умеренный со значительным количеством осадков на протяжении года, даже в относительно засушливый период [6].

Среднее количество осадков в год в Абатском районе составляет около 480 мм.

Самый засушливый месяц – март, самый дождливый – июль.

По климатической шкале Кеппен – Гейгера климат Абатского района классифицируется как Dfb [6].

Климатический график Абатского района приведён на рисунке 1.2.

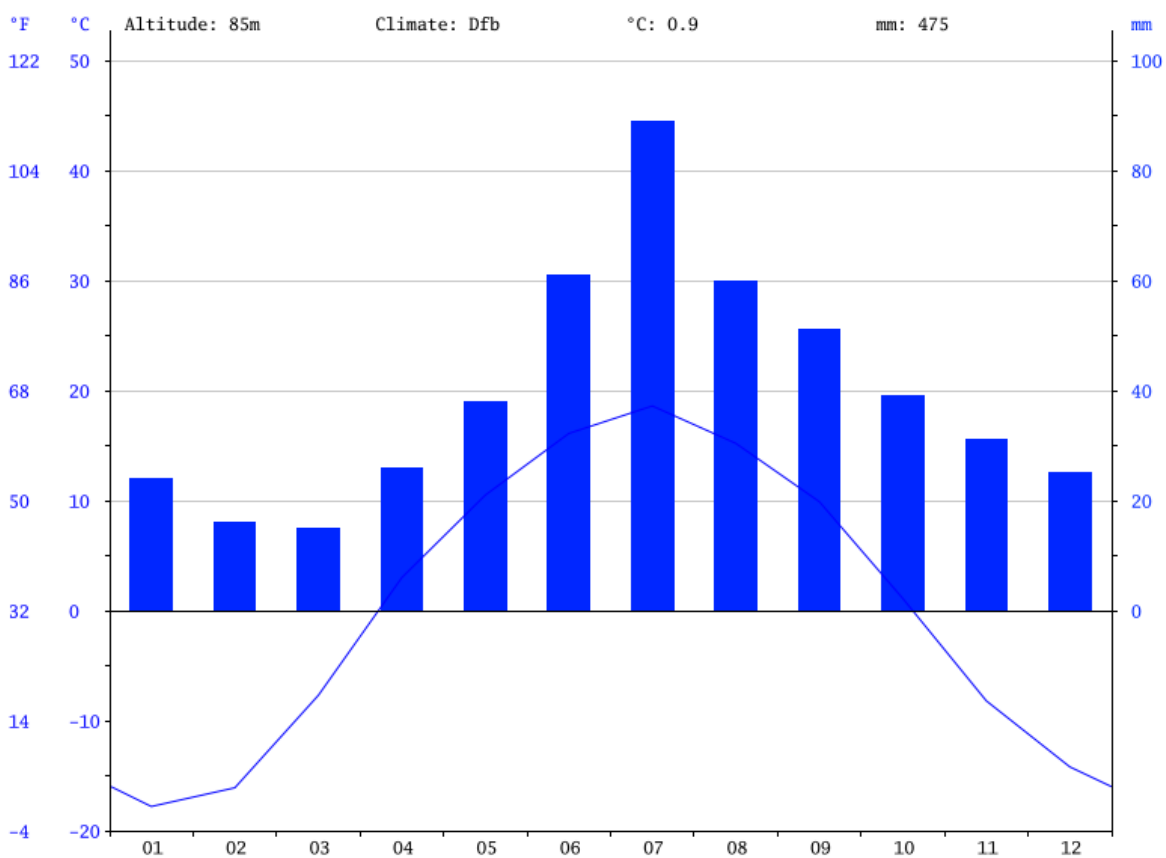


Рисунок 1.2 – Климатический график Абатского района

Температурный график рассматриваемого в работе Абатского района приведён на рисунке 1.3.

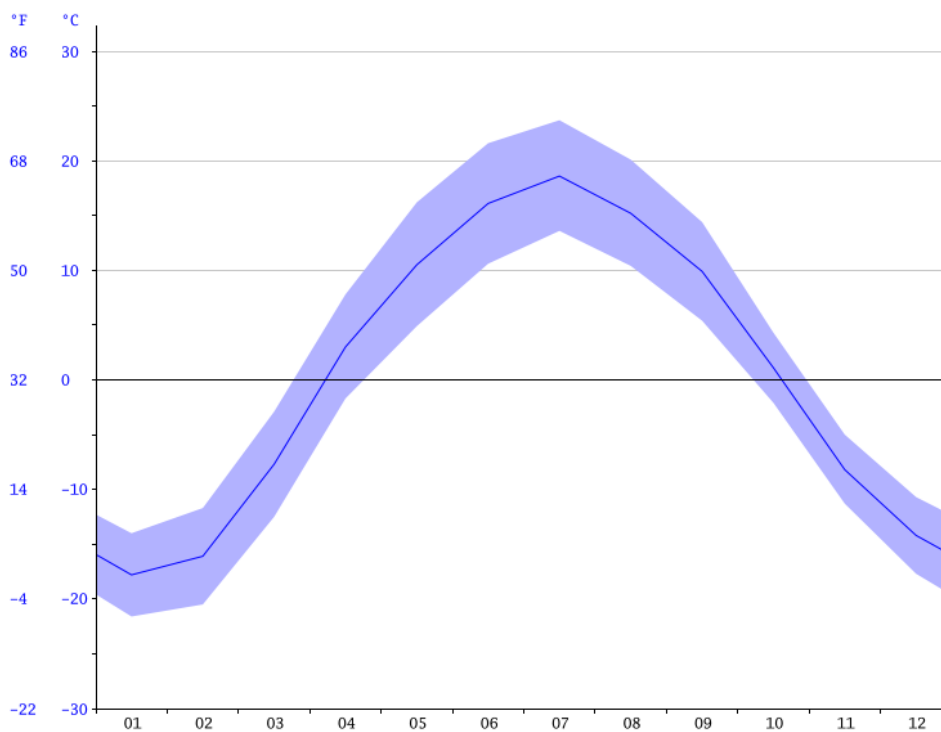


Рисунок 1.3 – Температурный график Абатского района

Регион относится к 4 категории по толщине стенки гололёда и 3 категории по ветровому давлению [1].

1.2 Краткая характеристика системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

Как было указано ранее, Абатский район Тюменской области относительно малочислен по населению (около 16000 человек).

Кроме того, на территории района отсутствуют крупные промышленные предприятия.

Основным в районе является сельское хозяйство: выращивание злаковых культур (рожь, пшеница, овёс, гречиха и др.), а также разведение крупного рогатого скота и свиней [5].

Основными потребителями района являются [5]:

- жилые абоненты;

- административные учреждения (2 школы, 1 детсад, сельсовет, медпункт);

- частные потребители (магазины);

- коммунальные предприятия;

- лесхоз;

- газокompрессорная станция.

Электроснабжение Абатского района Тюменской области осуществляется от двух районных трансформаторных подстанций ПС-35/10 кВ:

- северная часть района – ПС-35/10 кВ «Ощепково»;

- южная часть района – ПС-35/10 кВ «Шевырино».

Далее приводится техническая характеристика указанных ПС-35/10 кВ.

Электроснабжение двухтрансформаторной подстанции ПС-35/10 кВ «Ощепково» осуществляется от энергосистемы воздушной линией электропередачи напряжением 35 кВ.

ПС-35/10 кВ «Ощепково» конструктивно выполнена открытой и состоит из следующих элементов:

- распределительное устройство 35 кВ (ОРУ 35 кВ) – выполнено открытым по двухлучевой радиальной схеме электроснабжения без резервирования, что является существенным недостатком данной схемы, т.к. в случае исчезновения питания от ВЛ-35 кВ без питания остаётся практически все элементы схемы ПС-35/10 кВ «Ощепково». Данный аспект является недопустимым согласно положениям [1] для питания потребителей I и II категорий надёжности. На двух отходящих линиях к силовым трансформаторам установлены разъединители типа РЛНДЗ-2-35/600, разрядники типа РВС-35;

- силовые трансформаторы ТМ-1000/35, обеспечивающие понижение напряжения с 35 кВ до 10 кВ с последующим его распределением в КРУН 10 кВ. На стороне 35 кВ указанные трансформаторы защищены предохранителями типа ПСН-35. Подавляющее большинство потребителей ПС-35/10 кВ

«Ощепково» относится к I и II категории надёжности потребителей, поэтому на указанной ТП – 35/10 кВ установлены два силовых трансформатора;

- распределительное устройство 10 кВ (КРУН 10 кВ) – выполнено комплектным по радиальной схеме электроснабжения с применением секционированной системы сборных шин без резервирования, т.к. секционные выключатель высокого напряжения и разъединители в нормальном режиме работы включены, т.е. в схеме предусмотрена параллельная работа системы сборных шин. От сборных шин КРУН 10 кВ отходят линии, обеспечивающие питание потребителей (по 8 линий от каждой секции шин) с последующей трансформацией напряжения 10 кВ до напряжения 0,4 кВ и непосредственного распределения его потребителям. На всех отходящих линиях 10 кВ установлены выключатели высокого напряжения типа ВМГ-133, обеспечивающие защиту и коммутацию потребителей указанных линий. Видимый разрыв обеспечивают разъединители РВ-10/400. Также от шин 10 кВ получают питание трансформаторы напряжения типа НАМИ-10, защищённые предохранителями ПН-10 и трансформаторы тока типа ТОЛ-10, установленные на каждой отходящей линии и выполненные по схеме неполной звезды (в фазах «А» и «С»). Для обеспечения собственных нужд подстанции в схеме предусмотрены два трансформатора собственных нужд типа ТМ-25/10/0,4.

Электроснабжение однострансформаторной подстанции ПС-35/10 кВ «Шевырино» осуществляется от энергосистемы воздушной линией электропередачи напряжением 35 кВ.

ПС-35/10 кВ «Шевырино» конструктивно выполнена открытой и состоит из следующих элементов:

- распределительное устройство 35 кВ (ОРУ 35 кВ) – выполнено открытым по радиальной схеме электроснабжения без резервирования, т.к. указанная ПС-35/10 кВ является однострансформаторной с преобладающим большинством электроприёмников III категорий надёжности. В ОРУ 35 кВ есть

одинокая секция шин, от которой получают питание разъединители типа РЛНД-2-35/600, высоковольтный выключатель типа ВМД-35/630, разрядники типа РВС-35. На втором присоединении шин 35 кВ установлен резервный разъединитель, который в схеме практически не используется;

- силовой трансформатор ТМН-1000/35, обеспечивающие понижение напряжения с 35 кВ до 10 кВ с последующим его распределением в КРУН 10 кВ. Подавляющее большинство потребителей ПС-35/10 кВ «Шевырино» относится к III категории надёжности потребителей, поэтому на указанной ТП – 35/10 кВ установлен один силовой трансформатор;

- распределительное устройство 10 кВ (КРУН 10 кВ) – выполнено комплектным по радиальной схеме электроснабжения с применением одиночной системы сборных шин без резервирования.

На всех отходящих линиях 10 кВ установлены выключатели высокого напряжения ВМГ-10/630, обеспечивающие защиту и коммутацию потребителей указанных линий.

Также от шин 10 кВ получает питание трансформатор напряжения типа НАМИ-10, защищённый предохранителями ПН-10 и трансформаторы тока типа ТПЛ-10, установленные на каждой отходящей линии и выполненные по схеме неполной звезды (установка в фазах «А» и «С»).

На стороне 10 кВ от перенапряжений предусмотрена защита ограничителем перенапряжения ОПН-10.

Для обеспечения собственных нужд подстанции в её схеме предусмотрен трансформатора собственных нужд типа ТМ-25/10/0,4.

Схема электрических соединений ПС-35/10 кВ «Ощепково» и ПС-35/10 кВ «Шевырино» до проведения реконструкции представлена на графическом листе 1.

План расположения оборудования указанных ПС-35/10 кВ до проведения реконструкции представлена на графическом листе 2.

В результате проведённого анализа в работе установлено, что:

- система электроснабжения Абатского района Тюменской области из двух районных трансформаторных подстанций ПС-35/10 кВ: ПС-35/10 кВ «Ощепково» и ПС-35/10 кВ «Шевырино». При этом электрическая связь между указанными ПС отсутствует;

- схема электроснабжения ПС-35/10 кВ «Ощепково» не соответствует требованиями [1] относительно питания потребителей согласно категорий надёжности электроснабжения, т.к. в её схеме отсутствует необходимое резервирование для питания потребителей I и II категорий надёжности, поэтому требуется реконструкция её схемы электрических соединений с учётом сооружения необходимой линии резервирования 35 кВ, а также последующая реконструкция ОРУ-35 кВ и КРУН-10 кВ.

Мероприятия по реконструкции системы электроснабжения Абатского района Тюменской области приведены в работе далее.

2. Реконструкция системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

2.1 Реконструкция схемы электрических соединений системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

Реконструкция схемы электрических соединений системы электроснабжения Абатского района Тюменской области должна проводиться согласно основным требованиям, которые предъявляются к схемам распределительных устройств систем электроснабжения согласно [1,5,6,9].

Так как по заданию от ПС-35/10 кВ «Ощепково» питаются потребители I и II категории, их питание должно осуществляется от двух взаимно резервируемых источника питания согласно [1].

При этом указанные источники питания должны быть обладать взаимным резервированием с непосредственным применением необходимой степени секционирования на шинах распределительных устройств.

Учитывая приведённые выше аспекты, реконструкция схемы электрических соединений с расширением ОРУ 35 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» в работе осуществляется:

1) с целью необходимого повышения надёжности и гибкости схемы, а также коммутационной и защитной способности, удобства эксплуатации и ремонта оборудования, на отходящих линиях в ОРУ 35 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» необходима дополнительная установка высоковольтных выключателей напряжением 35 кВ. Также для обеспечения безопасности работ с целью создания видимого разрыва перед указанными выключателями устанавливаются разъединители;

2) для обеспечения необходимого уровня надёжности и резервирования схемы на стороне 35 кВ, необходимо запитать второй силовой трансформатор ПС-35/10 кВ «Ощепково» с помощью воздушной линии электропередачи

напряжением 35 кВ от шин ОРУ 35 кВ ПС «Шевырино» (с подключением под присоединение №2, где установлен резервный разъединитель, который в схеме практически не используется). Также для этой же цели на вводе ОРУ 35 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» устанавливаем дополнительную мачту;

3) для обеспечения необходимого уровня надёжности и резервирования схемы на стороне 35 кВ, в ОРУ 35 кВ между отходящими линиями, питающими силовые трансформаторы, сооружается перемычка, в которой устанавливаются 2 разъединителя и выключатель высокого напряжения, который в нормальном режиме работы отключён и включается в случае исчезновения напряжения на одной из линий ОРУ 35 кВ, питающих силовые трансформаторы;

4) для обеспечения необходимого уровня надёжности и резервирования схемы на стороне 10 кВ в КРУН 10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» необходимо применить раздельную работу сборных шин, для чего секционный выключатель в нормальном режиме должен быть отключён с автоматическим включением под действием автоматического включения резерва (АВР).

Реконструированная схема электрических соединений указанных подстанций приведена на графическом листе №3.

План расположения оборудования ПС-35/10 кВ «Ощепково» до проведения реконструкции приведён на графическом листе №2, после проведения описанной реконструкции - на графическом листе №4.

2.2 Выбор схемы, типа опор и трассы прокладки ВЛ-35 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

Как было указано ранее, для обеспечения необходимого уровня надёжности и резервирования схемы на стороне 35 кВ один силовой трансформатор ПС-35/10 кВ «Ощепково» необходимо запитать с помощью воздушной линии электропередачи напряжением 35 кВ от шин ОРУ 35 кВ ПС

«Шевырино» с подключением под присоединение №2, где установлен резервный разъединитель, который в схеме не используется.

Расстояние между указанными ПС-35/10 кВ составляет 18 км.

Учитывая приведённые ранее аспекты по выбору схем, данная ВЛ-35 кВ выполняется одноцепной по радиальной схеме без ответвлений, что обеспечивает высокую надёжность и экономичность схемы электроснабжения в целом.

Как было ранее указано, район относится к 4 категории по стенке гололёда и к 3 – по ветровому давлению.

Учитывая данные сведения, согласно [11], на трассе предполагается установка следующих типов опор с расстоянием между ними:

- промежуточные опоры типа П35-1 – предназначены для поддержки проводов и элементов линии электропередачи;

- угловые анкерные опоры типа УА35-1 – предназначены для натяжения и закрепления проводов и элементов линий.

Указанные опоры ЛЭП-35 кВ производятся из стали.

Металлоконструкции подвергаются антикоррозионной обработке: оцинковываются или наносят специальный красочный слой как поверх оцинкованного слоя, так и без него.

Указанные опоры ЛЭП-35 кВ изготавливаются из листового и углового проката.

Принимается во внимание тот факт, что на ВЛ 35 кВ со штыревыми изоляторами длина анкерного пролета (т.е. расстояние между анкерными опорами) не должна превышать 10 км в районах с толщиной стенки гололёда до 10 мм и 5 км в районах с толщиной стенки гололёда 15 мм и более согласно требованиям [1,11].

Также, согласно [1,11], расстояние между опорами ВЛ 35 кВ рекомендуется принять равным 150 – 250 м.

Исходя из сказанного, с учётом приведенных требований и рекомендаций [1,11], принимается длина анкерного пролета для проектируемой ВЛ 35 кВ, равной $l_{анк} = 6$ км с расстоянием между опорами ВЛ 35 кВ, равном $l_{опор} = 200$ м.

Итого на всю длину трассы (18 км):

- угловых анкерных опор типа УА35-1 – 4 шт;
- промежуточных опор типа П35-1 – 86 шт.

Расположение опор на трассе ВЛ-35 кВ показано на графическом листе №5.

2.3 Расчёт электрических нагрузок системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

Для выбора сечения проводников и электрических аппаратов системы электроснабжения Абатского района Тюменской области необходимо провести расчёт электрических нагрузок присоединений сборных шин 10 кВ в максимальном режиме для ПС-35/10 кВ «Ощепково» и «Шевырино», по следующим формулам [1,6,8]:

$$Q_{присоед} = P_{присоед} \cdot tg\varphi_{потр}, \quad (2.1)$$

$$S_{присоед} = \sqrt{P_{присоед}^2 + Q_{присоед}^2} \quad (2.2)$$

где $P_{присоед}$, $Q_{присоед}$, $S_{присоед}$ – соответственно активная, реактивная и полная нагрузка присоединений сборных шин 10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» и «Шевырино»;

$tg\varphi_{потр}$ – коэффициент реактивной мощности потребителей ПС-35/10 кВ «Ощепково» и «Шевырино».

Далее, зная расчётные нагрузки всех потребителей, находится расчётная нагрузка ПС-35/10 кВ «Ощепково», которую будет питать сооружаемая

резервная ВЛ-35 кВ с учётом коэффициента одновременности [6,8]. Для ПС-35/10 кВ «Шевырино» расчёты проводятся отдельно и аналогично.

Расчётная активная нагрузка ПС-35/10 кВ «Ощепково» определяется следующим образом

$$P_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{присоед}, \quad (2.3)$$

где K_0 – значение коэффициента одновременности нагрузки (принимается значение $K_0 = 0,9$ при числе ТП ≤ 2 [5]).

Расчётная реактивная нагрузка ПС-35/10 кВ «Ощепково» определяется следующим образом

$$Q_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{присоед}, \quad (2.4)$$

Расчётная полная нагрузка ПС-35/10 кВ «Ощепково» определяется следующим образом

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}, \quad (2.5)$$

Проводится непосредственный расчёт электрических нагрузок потребителей на примере первого присоединения первой секции сборных шин Т1 10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» (присоединение Ф-1) по условиям (2.1) и (2.2)

$$Q_{присоед} = 150 \cdot 0,54 = 81 \text{ квар.}$$

$$S_{присоед} = \sqrt{150^2 + 81^2} = 170,5 \text{ кВА.}$$

Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок потребителей остальных присоединений секций сборных шин СШ1 10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» и ПС-35/10 кВ «Шевырино» и результаты указанного расчёта приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчёт нагрузок потребителей 10 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

№ секции 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	$P_{\text{присоед}},$ кВт	$Q_{\text{присоед}},$ квар	$S_{\text{присоед}},$ кВА
ПС-35/10 кВ «Ощепково»					
СШ1 10 кВ	1	Ф-1	150	81	170,5
	2	Ф-2	150	81	170,5
	4	Ф-4	160	86	181,6
	7	Ф-7	160	86	181,6
СШ2 10 кВ	10	Ф-10	200	108	227,3
	14	Ф-14	150	81	170,5
	15	Ф-15	200	108	227,3
	16	Ф-16	165	89	187,5
Всего по ПС-35/10 кВ «Ощепково»	-	-	1335	720	1516,8
ПС-35/10 кВ «Шевырино»					
СШ1 10 кВ	1	Ф-1	160	86	181,6
	4	Ф-4	200	108	227,3
	6	Ф-6	150	81	170,5
	7	Ф-7	200	108	227,3
Всего по ПС-35/10 кВ «Шевырино»	-	-	710	383	806,7

Расчётная нагрузка ПС-35/10 кВ «Ощепково» по (2.3) – (2.5):

$$P_{\text{ПС}} = 0,9 \cdot 1335 = 1200,5 \approx 1200 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{ПС}} = 0,9 \cdot 720 = 648 \text{ квар.}$$

$$S_{\text{ПС}} = \sqrt{1200^2 + 648^2} = 1363,8 \text{ кВА.}$$

Для ПС-35/10 кВ «Шевырино» расчётная нагрузка рассчитана аналогично по (2.3) – (2.5):

$$P_{\text{ПС}} = 0,9 \cdot 710 = 639 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ПС} = 0,9 \cdot 383 = 344,95 \approx 345 \text{ квар.}$$

$$S_{ПС} = \sqrt{639^2 + 345^2} = 726,2 \text{ кВА.}$$

2.4 Выбор сечения провода резервной ВЛ-35 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

Как было указано ранее, сооружаемая резервная ВЛ-35 кВ будет питать ПС-35/10 кВ «Ощепково», поэтому выбор провода для указанной резервной ВЛ-35 кВ осуществляется непосредственно по значению суммарной расчётной нагрузке ПС-35/10 кВ «Ощепково», определённой в работе ранее.

Исходя из требований [1], стандартные сечения проводов воздушных линий напряжением выше 1 кВ выбираются по экономической плотности тока следующим образом [1,7]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{max.}}}{j_{\text{э}}}, \text{ мм}^2, \quad (2.6)$$

где $I_{\text{max.}}$ – значение максимального расчётного тока воздушной линии напряжением 35 кВ в нормальном режиме работы, А;

$J_{\text{э}}$ – нормируемое значение плотности тока, А/мм² [1].

Исходя из требований [1], по требованию механической прочности минимальное сечение проводов напряжением 35 кВ для данных района по стенке гололёда и по ветровому давлению составляет не менее 70 мм².

Значение максимального расчётного тока проектируемой резервной ВЛ-35 кВ в нормальном режиме работы [1]:

$$I_{\text{max.}} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \text{ А}, \quad (2.7)$$

где n – количество цепей (применяется одноцепная линия, $n=1$).

Проверка выбранного сечения провода ВЛ-35 кВ по условию допустимого нагрева согласно [1]:

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{max}}, A, \quad (2.8)$$

где $I_{\text{дон}}$ – значение длительного допустимого тока выбранного сечения и марки провода ВЛ [1];

$I_{p.\text{вет}}$ – значение максимального расчётного тока ВЛ.

Проводится непосредственный выбор сечения провода резервной ВЛ-35 кВ.

$$I_{\text{max}} = \frac{1363,8}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 22,5 A.$$

Расчётное сечение проводника по условию (2.6):

$$F_{\text{э,р}} = \frac{22,5}{1,1} = 20,5 \text{ мм}^2.$$

Выбирается провод $F_{\text{см}} = 70 \text{ мм}^2$ ([1], табл.1.3.29).

Проверка по допустимому перегреву выполняется

$$265 > 20,5, A.$$

Окончательно принимается для проектируемой резервной ВЛ-35 кВ марка провода АС-70/11.

Для ПС-35/10 кВ «Шевырино» расчёты проведены отдельно и аналогично, в результате которых также выбран провод марки АС-70/11 для питания от энергосистемы на стороне 35 кВ.

2.5 Выбор сечения провода отходящих линий ВЛ-10 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

Выбор сечения провода отходящих линий ВЛ-10 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области проводится аналогично выбору сечения проводников линий 35 кВ.

При этом, согласно требованиям [1], по условию механической прочности минимальное сечение проводов напряжением 10 кВ для данных района по

стенке гололёда и по ветровому давлению, а также по условиям короны, составляет не менее 25 мм^2 .

Максимальный расчётный ток линии 10 кВ в нормальном режиме работы сети в связи с отсутствием графика нагрузки, можно определить по расчётному току присоединения, которое питает данная линия [1]:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{присоед}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \quad (2.9)$$

где $S_{\text{ном.т}}$ – расчётная полная мощность присоединения, которое питает данная линия, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Проводится выбор и проверка сечения провода воздушной линии 10 кВ на примере первого присоединения первой секции сборных шин Т1 10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» (присоединение Ф-1).

По условию (2.9)

$$I_{\max} = \frac{170,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,9 \text{ А.}$$

Расчётное сечение проводника по условию (2.6):

$$F_{\text{э.р}} = \frac{9,9}{1,1} = 9 \text{ мм}^2.$$

Выбирается минимально возможное сечение провода $F_{\text{см}} = 25 \text{ мм}^2$ ([1], табл.1.3.29) с допустимым током $I_{\text{дон}} = 142 \text{ А}$.

Проверка по допустимому перегреву выполняется

$$142 \text{ А} > 9,9 \text{ А.}$$

Условия проверки по механической прочности также выполняются

$$25 \text{ мм}^2 = 25 \text{ мм}^2.$$

Окончательно принимается сечения провода марки АС-25/4,2 для воздушной линии 10 кВ первого присоединения первой секции сборных шин Т1 10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» (присоединение Ф-1).

Аналогично выбраны сечения остальных ВЛ-10 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области и результаты выбора приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Выбор сечений ВЛ-10 кВ системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

№ секции 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	$S_{присоед.}$ кВА	I_{max} , А	$F_{э}$, мм ²	Марка провода	$I_{доп}$, А
ПС-35/10 кВ «Ощепково»							
СШ1 10 кВ	1	Ф-1	170,5	9,9	9	АС-25/4,2	142
	2	Ф-2	170,5	9,9	9	АС-25/4,2	142
	4	Ф-4	181,6	10,5	9,5	АС-25/4,2	142
	7	Ф-7	181,6	10,5	9,5	АС-25/4,2	142
СШ2 10 кВ	10	Ф-10	227,3	13,2	11,9	АС-25/4,2	142
	14	Ф-14	170,5	9,9	9	АС-25/4,2	142
	15	Ф-15	227,3	13,2	11,9	АС-25/4,2	142
	16	Ф-16	187,5	10,8	9,9	АС-25/4,2	142
ПС-35/10 кВ «Шевырино»							
СШ1 10 кВ	1	Ф-1	181,6	10,5	9,5	АС-25/4,2	142
	4	Ф-4	227,3	13,2	11,9	АС-25/4,2	142
	6	Ф-6	170,5	9,9	9	АС-25/4,2	142
	7	Ф-7	227,3	13,2	11,9	АС-25/4,2	142

2.6 Расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения Абатского района Тюменской области в максимальном режиме

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) в работе производится на ПС-35/10 кВ «Ощепково» согласно методик [5,10].

Расчёт производится в максимальном режиме работы при питании всей ПС-35/10 кВ «Ощепково» спроектированной ВЛ-35 кВ от шин 35 кВ ПС-35/10 кВ «Шевырино».

Схема замещения, применяемая в работе для расчётов токов КЗ, представлена на рисунке 2.1.

Параметры схемы замещения, приведенные к напряжению 35 кВ, определены в работе далее.

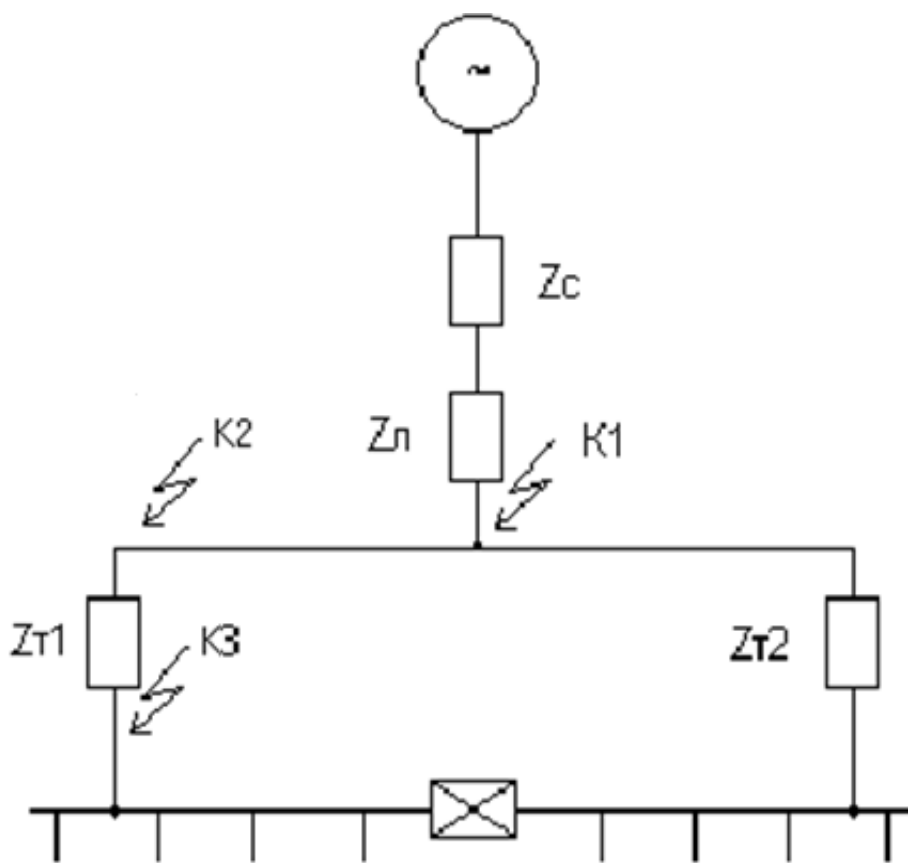


Рисунок 2.1 – Схема замещения для расчётов токов короткого замыкания

Суммарное сопротивление системы согласно исходных данных

$$Z_c \approx 100 \text{ Ом.}$$

По заданию на ПС-35/10 кВ «Ощепково» установлены 2 силовые трансформатора типа ТМ-1000/35.

Сопروتивления силовых трансформаторов ПС-35/10 кВ «Ощепково» определяются [5,10]:

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{в.н.}^2}{S_n^2}, \text{ Ом.} \quad (2.10)$$

$$r_T = \frac{12,2 \cdot 35^2}{1^2 \cdot 10^3} = 14,9 \text{ Ом.}$$

$$x_T = \frac{U_k \cdot U_{в.н.}^2}{100 \cdot S_{ном}}, \text{ Ом.} \quad (2.11)$$

$$x_T = \frac{6,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 1} = 79,6 \text{ Ом.}$$

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}, \text{ Ом.} \quad (2.12)$$

$$Z_T = \sqrt{14,9^2 + 79,6^2} = 81 \text{ Ом.}$$

Определяется значение активного сопротивления ВЛ-35 кВ согласно [5,10]:

$$r_l = r_0 \cdot l, \text{ Ом,} \quad (2.13)$$

где r_0 – табличное значение удельного активного сопротивления ВЛ, Ом/км.

Определяется значение реактивного сопротивления ВЛ-35 кВ согласно [5,10]:

$$x_l = x_0 \cdot l, \text{ Ом,} \quad (2.14)$$

где x_0 – табличное значение удельного реактивного сопротивления ВЛ, Ом/км;
 l – длина ВЛ, км.

Определяется значение полного сопротивления линии согласно [5,10]:

$$z_l = \sqrt{x_l^2 + r_l^2}, \text{ Ом.} \quad (2.15)$$

По результатам, полученным в работе ранее, для ВЛ-35 кВ используется провод марки АС-70/11 с параметрами [1]:

$$r_0 = 0,46 \text{ Ом/км,}$$

$$x_0 = 0,38 \text{ Ом/км,}$$

$$l = 18 \text{ км.}$$

Определяются сопротивления ВЛ-35 кВ по (2.13) – (2.15)

$$r_L = 0,46 \cdot 18 = 8,3 \text{ Ом.}$$

$$x_L = 0,38 \cdot 18 = 6,8 \text{ Ом.}$$

$$z_L = \sqrt{8,3^2 + 6,8^2} = 10,7 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление до точки К1 согласно расчётной схемы

$$Z_{\Sigma K-1} = Z_C + Z_L = 10 + 10,7 = 20,7 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление до точки К2 согласно расчётной схемы

$$Z_{\Sigma K-2} = 0,5 \cdot Z_{\Sigma K-1} = 0,5 \cdot 20,7 = 10,35 \approx 10,4 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление до точки К3 согласно расчётной схемы

$$Z_{\Sigma K-3} = Z_{\Sigma K-1} + Z_{\Sigma K-2} + Z_T = 10,4 + 20,7 + 81 = 112,1 \text{ Ом.}$$

Значение периодической составляющей тока КЗ согласно [5,10]:

$$I_k = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3} X_{\Sigma}}, \quad (2.16)$$

где U_{\max} – расчетное напряжение в максимальном режиме (по исходным данным значение $U_{\max} = 35$ кВ);

Z_{Σ} – значение суммарного сопротивление участка до точки К3.

Ток КЗ, приведенный к номинальному напряжению для расчёта в точке КЗ [5,10]:

$$I_{k^{\max}} = I_{k.b. \max} \frac{U_{\bar{b}}}{U_{НОМ}}. \quad (2.17)$$

Постоянная времени [3]:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{314r_{\Sigma}}, \quad (2.18)$$

где X_{Σ} – суммарное реактивное сопротивление участка до точки КЗ;
 r_{Σ} – суммарное активное сопротивление участка до точки КЗ.

Ударный коэффициент определяется согласно [5,10]:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (2.19)$$

Ударный ток короткого замыкания рассчитывается так [5,10]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2}K_{y\partial} \cdot I_k \quad (2.20)$$

Схема замещения для расчёта токов КЗ в расчётной точке К1 приведена на рисунке 2.2.

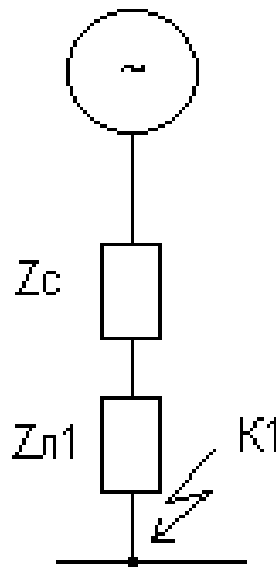


Рисунок 2.2 – Схема замещения для расчёта токов КЗ в расчётной точке К1

Для расчётной точки К1:

$$I_{K1} \max = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 20,7} = 0,98 \text{ кА.}$$

$$T_{a^{K1}}^{\max} = \frac{20,7}{314 \cdot 12,5} = 0,005 \text{ с.}$$

$$K_{\text{уд.}K1}^{\max} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,005}} = 1,14$$

$$i_{\text{уд}}^{\max} = \sqrt{2} \cdot 1,14 \cdot 0,98 = 1,58 \text{ кА.}$$

Аналогично определяются значения токов КЗ в остальных расчётных точках (точки К2 и К3).

Результаты расчетов токов КЗ сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 - Результаты расчетов токов КЗ

Параметр	Расчетная точка КЗ		
	К1	К2	К3
Z_{Σ} , Ом	20,7	10,4	112,1
I_k , кА	0,98	1,94	0,63
T_a , с	0,005	0,006	0,001
$i_{\text{уд}}$, кА	1,58	3,18	0,98

2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

Осуществляется выбор и проверка электрических аппаратов ОРУ 35 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково», которые были установлены в данном ОРУ 35 кВ в результате проведённой реконструкции.

Выбор выключателей производится [6-8]:

- по значению номинального напряжения

$$U_{\text{уст}} \leq U_n; \quad (2.21)$$

- по значению длительного тока

$$I_{\text{раб. макс.}} \leq I_n; \quad (2.22)$$

- проверка на симметричный ток отключения

$$I_{nt} \leq I_{откл}. \quad (2.23)$$

где $I_{\pi\tau}$ – периодическая составляющая тока КЗ, кА;

$I_{откл.н}$ – паспортное значение номинального тока отключения высоковольтного выключателя, кА;

- проверка высоковольтного выключателя на отключение асимметричного тока КЗ [7]

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\pi\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n), \quad (2.24)$$

где $i_{a\tau}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ, кА;

β_n – значение аperiodической составляющей в отключаемом токе короткого замыкания, о.е.;

τ – минимальное время от момента начала короткого замыкания до момента непосредственного расхождения контактов:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (2.25)$$

где $t_{з.мин}$ – наименьшее время непосредственного действия устройств релейной защиты участка, с;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения высоковольтного выключателя;

- проверка на электродинамическую устойчивость предварительно выбранного высоковольтного выключателя проводится по значению предельного сквозного тока КЗ [6-8]:

$$i_y \leq i_{np.c}, \quad (2.26)$$

где $i_{np.c}$ – предельный сквозной ток короткого замыкания;

i_y – ударный ток короткого замыкания;

- на термическую стойкость по значению теплового импульса [6-8]

$$B_k \leq I_T^2 t_T; \quad (2.27)$$

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a), \quad (2.28)$$

где B_k – значение теплового импульса;

I_T – значение предельного тока термической устойчивости;

t_T – время протекания тока термической устойчивости, с.

Предварительно выбирается вакуумный выключатель наружной установки типа ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1 и производится его проверка по приведённым выше условиям:

По условию (2.21):

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ.}$$

По условию (2.22):

$$1600 \text{ А} > 22,5 \text{ А.}$$

По условию (2.23):

$$20 \text{ кА} > 1,94 \text{ кА.}$$

По условию (2.24):

$$52 \text{ кА} > 3,18 \text{ кА.}$$

По условию (2.26):

$$I_t^2 t = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с} > I_k^2 (t_{откл} + T_a) = 4,33^2 \cdot (5,2 + 0,023) = 97,49 \text{ кА}^2 \text{ с.}$$

По условию (2.28):

$$\sqrt{2} \cdot I_k (1 + \beta_{ном} / 100) = \sqrt{2} \cdot 20 (1 + 0,25) = 35 > \sqrt{2} \cdot 10,3 (1 + e^{\frac{-(0,05 + 0,1)}{0,007}}) = 14,8$$

Условия выбора и проверки вводного выключателя высокого напряжения типа ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1 для установки в ОРУ 35 кВ при указанных условиях выполняются, следовательно, данный выключатель принимается к установке в ОРУ 35 кВ. Выбор высоковольтных выключателей в РУ-10 кВ выполняется аналогично. С учётом того факта, что на обеих ПС-35/10 кВ установлены силовые трансформаторы марки ТМН-1000/35, однако, количество трансформаторов разное, расчётный ток на вводе 10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» (два силовых трансформатора) рассчитывается с учётом резервирования по формуле (2.9)

$$I_{\text{раб.макс.в}} = 1,4 \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,9 \text{ А.}$$

Расчётный ток на вводе 10 кВ ПС-35/10 кВ «Шевырино» (один силовой трансформатор) рассчитывается по формуле (2.9)

$$I_{\text{раб.макс.в}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ А.}$$

Выбор высоковольтных выключателей в РУ-10 кВ выполняется аналогично и результаты выбора представлены в таблице 2.4.

В таблице 2.4 проведён выбор вводного, секционного и линейных высоковольтных выключателей в РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» и ПС-35/10 кВ «Шевырино» системы электроснабжения Абатского района Тюменской области.

Таблица 2.4 – Выбор высоковольтных выключателей в РУ 10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» и ПС-35/10 кВ «Шевырино» системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

Место установки	Тип выключателя	Условие выбора	Расчётные данные цепи	Каталожные данные аппарата
РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково»				
Вводной	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{раб.макс}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.макс}} = 80,9 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{\text{нр.с}}$	$i_y = 0,98 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
Секционный	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{раб.макс}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.макс}} = 80,9 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{\text{нр.с}}$	$i_y = 0,98 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 2.4

Место установки	Тип выключателя	Условие выбора	Расчётные данные сети	Каталожные данные выключателя
Отходящие линии (Ф-1, Ф-2, Ф-4, Ф-7, Ф-10, Ф14, Ф-15, Ф-16)	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
		$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 13,2$ А	$I_n = 630$ А
		$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 0,98$ кА	$i_{нр.с} = 80$ кА
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4$ кА ² с	$I_T^2 t_T = 4000$ кА ² с
		$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 0,63$ кА	$I_{откн} = 20$ кА
РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Шевырино»				
Вводной	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
		$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 57,8$ А	$I_n = 630$ А
		$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 0,98$ кА	$i_{нр.с} = 80$ кА
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4$ кА ² с	$I_T^2 t_T = 4000$ кА ² с
		$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 0,63$ кА	$I_{откн} = 20$ кА
Секционный	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
		$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 57,8$ А	$I_n = 630$ А
		$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 0,98$ кА	$i_{нр.с} = 80$ кА
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4$ кА ² с	$I_T^2 t_T = 4000$ кА ² с
		$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 0,63$ кА	$I_{откн} = 20$ кА
Отходящие линии (Ф-1, Ф-4, Ф-6, Ф-7)	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
		$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 10,5$ А	$I_n = 630$ А
		$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 0,98$ кА	$i_{нр.с} = 80$ кА
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4$ кА ² с	$I_T^2 t_T = 4000$ кА ² с
		$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 0,63$ кА	$I_{откн} = 20$ кА

В результате проведения расчётов и проверок установлено, что на всех отходящих линиях РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» и ПС-35/10 кВ «Шевырино», а также на вводе и секционном присоединении 10 кВ указанных

подстанций, устанавливаются выключатели высокого напряжения марки ВВ/TEL-10-20/630-У2-48.

Далее проводится выбор разъединителей для непосредственной установки в ОРУ 35 кВ производится согласно [3,5]:

- по напряжению;
- по току;
- по конструкции, исполнению;
- по роду установки;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости.

Предварительно выбирается разъединитель для установки в ОРУ-35 кВ марки РЛНДЗ-2-35/600.

Результаты выбора и проверки разъединителей напряжением 35 кВ сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты выбора разъединителей 35 кВ

Условие выбора и проверки	Расчётные данные цепи	Каталожные данные разъединителя марки РЛНДЗ-2-35/600
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_n = 35$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 22,5$ А	$I_n = 600$ А
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58$ кА	$i_{пр.с} = 80$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 97,49$ кА ² с	$I_T^2 t_T = 4000$ кА ² с

Разъединители не проверяются на коммутационную способность при КЗ согласно [3,5].

Трансформаторы тока и напряжения (измерительные трансформаторы) являются важным звеном, обеспечивая питание вторичных цепей (релейная защита, автоматика, сигнализация, измерения и т.д.).

Производится выбор трансформатора тока для установки на стороне напряжением 35 кВ по [8].

Предварительно выбирается трансформатор тока для установки в ОРУ 35 кВ марки ТВТ-35 (таблица 2.6).

Таблица 2.6 - Выбор трансформатора тока 35 кВ

Условие выбора и проверки	Расчётные данные цепи	Каталожные данные аппарата
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 22,5 \text{ А}$	$I_n = 600 \text{ А}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 97,49 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$

Производится выбор трансформатора тока для установки на стороне напряжением 10 кВ по [8].

Предварительно выбирается трансформатор тока для установки в РУ 10 кВ марки ТЛО-10 (таблица 2.7).

Таблица 2.7 - Выбор трансформатора тока 10 кВ

Условие выбора и проверки	Расчётные данные цепи	Каталожные данные аппарата
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 80,9 \text{ А}$	$I_n = 300 \text{ А}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 0,98 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 40 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 2000 \text{ кА}^2\text{с}$

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке проводится после выбора средств контроля и учёта электроэнергии, осуществляемой в работе далее.

Приборы учёта и контроля электроэнергии, подключённые к трансформаторам тока на сторонах 35 кВ и 10 кВ, приведены в таблице 2.8.

Для проверки измерительных трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь каталожными данными приборов, определяется его нагрузка (таблица 2.8).

Таблица 2.8 – Приборы учёта и контроля электроэнергии, подключённые к трансформаторам тока

Прибор	Нагрузка, ВА		
	Фаза «А»	Фаза «В»	Фаза «С»
Амперметр	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	1,5	-	1,5
Варметр	2,5	-	2,5
Счётчик активной электроэнергии	2,5	2,5	2,5
Счётчик реактивной электроэнергии	2,5	2,5	2,5
РЗиА	5	5	5
Итого	14,1	10,1	14,1

Проводится необходимая проверка по вторичной нагрузке ТТ марки ТВТ-35 [8].

Суммарное значение сопротивления приборов, подключённых к максимально загруженной фазе [10]

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}. \quad (2.29)$$

$$r = \frac{14,1}{5} = 0,564 (\text{Ом})$$

Сопротивление проводов [10]

$$r_{\text{пр}} = z_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (2.30)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,8 - 0,564 - 0,1 = 0,136 (\text{Ом}).$$

Значение вторичной номинальной нагрузки ТТ марки ТВТ-35 в классе точности 0,5 равно $r_2 = 0,8 \text{ Ом}$.

Проверка ТТ по нагрузке вторичных цепей [8]

$$r_2 \geq r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}}. \quad (2.31)$$

$$0,8 \text{ Ом} > 0,364 + 0,136 = 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Проверка по вторичной нагрузке трансформаторов тока ТВТ-35 выполняется.

Окончательно выбирается данный трансформатор тока.

Аналогично проверены ранее выбранные трансформаторы тока марки ТЛЮ-10, установленные на стороне 10 кВ.

Условия проверки для них также выполняются.

Производится выбор трансформатора напряжения для установки на стороне напряжением 35 кВ по [8].

Предварительно выбирается трансформатор напряжения для установки в ОРУ 35 кВ марки НДКМ-35 (таблица 2.9).

Таблица 2.9 - Выбор трансформатора напряжения 35 кВ

Условие выбора и проверки	Расчётные данные цепи	Каталожные данные аппарата
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.макс}} = 22,5 \text{ А}$	$I_n = 600 \text{ А}$
$i_y \leq i_{\text{пр.с}}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 97,49 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$

Производится выбор трансформатора напряжения для установки на стороне 10 кВ по [8].

Предварительно выбирается трансформатор напряжения для установки в РУ 10 кВ марки НАМИ-10 (таблица 2.10).

При этом сравниваются расчётные и каталожные данные для выбора трансформатора напряжения.

При этом расчётные данные цепи должны быть больше или равны соответствующим каталожным данным выбранного электрического аппарата согласно [8].

Результаты выбора трансформатора напряжения 10 кВ приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 - Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Условие выбора и проверки	Расчётные данные цепи	Каталожные данные аппарата
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 80,9 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 0,98 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 60 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

Проверка трансформаторов напряжения по вторичной нагрузке проводится после выбора средств контроля и учёта электроэнергии, осуществляемой в работе далее.

Проверка трансформаторов напряжения и измерительных приборов, подключённых к ним на сторонах 35 кВ и 10 кВ, осуществляется по вторичной нагрузке, подключённой к трансформатору напряжения (в выбранном классе точности)

$$S_{2\Sigma} \leq S_n, \quad (2.32)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора напряжения (в выбранном классе точности);

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов вторичных цепей, присоединённых к данному трансформатору напряжения, ВА

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (2.43)$$

Для установки в ОРУ 35 кВ выбран трансформатор напряжения типа НДКМ-35 [18].

Проводится проверка выбранного трансформатора напряжения по вторичной нагрузке.

Приборы учёта и контроля электроэнергии, подключённые к трансформатору напряжения, приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Приборы учёта и контроля электроэнергии, подключённые к трансформатору напряжения

Прибор	Мощность, ВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Кол-во, шт	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	0,1	1	0	3	0,3
Ваттметр	1,5	1	0	2	3
Варметр	2,5	0,38	0,925	2	5
Счётчик активной электроэнергии	2,5	0,38	0,925	3	7,5
Счётчик реактивной электроэнергии	2,5	0,38	0,925	3	7,5
РзиА	5	1	0	-	5

Проверка выбранного трансформатора напряжения по условию (2.32):

$$400 \text{ ВА} > \sqrt{(0,3 \cdot 1 + 3 \cdot 1 + 5 \cdot 0,38 + 7,5 \cdot 0,38 \cdot 2 + 5 \cdot 1)^2 + (5 + 7,5 + 7,5)^2 \cdot 0,925^2} = 25,6 \text{ (ВА)}.$$

$$S_{\text{ном}} = 400 > S_2 = 25,6 \text{ (ВА)}.$$

Таким образом, выбранные трансформаторы напряжения марки НДКМ-35 будут работать в требуемом классе точности без перегрузки.

Аналогично проверены ранее выбранные трансформаторы напряжения марки НАМИ-10, установленные на стороне 10 кВ. Условия проверки для них также выполняются.

Выбор ограничителей перенапряжений. В современной электроэнергетике, в частности, на подстанциях энергосистемы, для защиты от атмосферных перенапряжений устанавливаются ограничители перенапряжений (ОПН) вместо разрядников.

Особенностью ограничителей перенапряжений является непосредственное отсутствие искровых промежутков (в отличие от разрядников), что делает их гораздо надёжнее последних.

Кроме того, ограничители перенапряжений, помимо атмосферных перенапряжений, эффективно справляются с коммутационными и резонансными перенапряжениями.

Поскольку на ОРУ 35 кВ требуется ОПН внешней установки, выбираются для защиты ВЛ-35 кВ ограничители перенапряжений типа ОПН-У/TEL-35-УХЛ1.

На стороне 10 кВ используются ОПН внутренней установки типа ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1, которые устанавливаются в шкафах КРУ 10 кВ совместно с ранее выбранными вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителей ПК-10, устанавливаемых на стороне 10 кВ, выбирается согласно [5].

В РУ 10 кВ установлены трансформаторы напряжения марки НАМИ-10. Для данных трансформаторов напряжения марки НАМИ-10 номинальный ток плавкой вставки составляет 16 А согласно [5].

Условие соблюдения селективности согласно [5]

$$t_g \geq \frac{t_{c.з.} + \Delta t}{K_n} \quad (2.33)$$

где $K_n = 0,9$ - коэффициент приведения плавления вставки ко времени ее разогрева [5].

Полное время срабатывания выключателя с учетом разброса его характеристики $t_{c.з.} = 0,03$ с, степень селективности примем $\Delta t = 0,5$ с [5].

Тогда по условию (2.33)

$$t_{\varepsilon} = \frac{0,03 + 0,5}{0,9} = 0,59(\text{с}).$$

По амперсекундным характеристикам плавких вставок предохранителей ПК-10 для плавкой вставки с $I_n = 16$ А при номинальном токе трансформатора напряжения время плавления составляет 0,5 с и $t_{\text{в}} > 0,5$ с [5].

Следовательно, для выбранных ранее ТН марки НАМИ-10 селективность защиты будет обеспечена.

Плавкая вставка также должна быть проверена по условию [5]

$$t_{\varepsilon} \leq t_{\kappa} \leq 5(\text{с}). \quad (2.34)$$

де $t_{\kappa} = 900/k^2$ - допустимое время протекания тока КЗ в трансформаторе напряжения по условию термической стойкости, с [5].

При $U_{\kappa} = 4,7$ % $k = 22,3$ значение [5]

$$t_{\kappa} = \frac{900}{22,3} = 1,8(\text{с}).$$

Условие (2.34) выполняется

$$0,59(\text{с}) \leq 1,8(\text{с}) \leq 5(\text{с}).$$

2.8 Проверка силовых трансформаторов системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

В связи с описанной ранее реконструкцией схемы ОРУ 35 кВ, проводится проверка силовых трансформаторов ПС-35/10 кВ «Ощепково» в нормальном и послеаварийном режимах [1,5].

На ПС-35/10 кВ «Ощепково» установлены 2 силовых трансформатора типа ТМ-1000/35.

В связи с отсутствием графиков нагрузки ПС-35/10 кВ «Ощепково», в данной работе проверка трансформаторов осуществляется упрощённо по [5].

Мощность силового трансформатора [5]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4}. \quad (2.35)$$

Проверка трансформатора в нормальном режиме [5]

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot S_{ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (2.36)$$

Проверка трансформатора в послеаварийном режиме [5]

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{S_{ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (2.37)$$

По условию (2.35)

$$S_{ном.т} \geq \frac{1363,8}{1,4} = 974,1 \text{ кВА}.$$

Выбирается силовой трансформатор ТМ-1000/35 [3], который совпадает с трансформатором, установленным на сегодняшний день на ПС-35/10 кВ «Ощепково».

По условию (2.36)

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot 1363,8}{1000} = 0,68.$$

По условию (2.37)

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{1363,8}{1000} = 1,36.$$

В результате проведённых расчётов и проверок в работе установлено, что силовые трансформаторы марки ТМ-1000/35, установленные на ПС-35/10 кВ «Ощепково», обеспечат надёжную работу реконструированной схемы в нормальном и послеаварийном режимах работы.

3. Мероприятия по технике безопасности и охране труда

3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности

В соответствии с [20] общее руководство и ответственность за организацию и проведение работ по охране труда возложены на руководителя хозяйства, а в подразделениях – непосредственно на руководителей этих подразделений.

К организационным мероприятиям по безопасности труда относятся [20] мероприятия, которые предполагают наличие медицинских и технических осмотров, повышения квалификации, предупреждение несчастных случаев, контроль за выполнением гарантий.

Все работники организации, в том числе и её руководитель, обязаны проходить обучение по охране труда и проверку знаний.

Работы в электроустановках выше 1000 В под наведенным напряжением на подстанциях и линиях электропередач относятся к категории наиболее сложных и опасных и должны выполняться по наряду с назначением руководителя работ из руководителей или специалистов, обслуживающих эту электроустановку и имеющие группу по электробезопасности V.

Все члены бригады, за исключением водителей автотранспортных машин и механизмов, выполняющих работы в электроустановках, должны иметь не ниже III группы по электробезопасности.

Перечень электроустановок выше 1000 В, которые находятся в зоне действия наведенного напряжения, утверждается главным инженером и пересматривается ежегодно, а в случае изменения режима или схемы сети и введении новых ВЛ - немедленно.

При этом у дежурного оперативно – технического персонала (диспетчера) должны быть все принятые и утверждённые схемы заземления

электрооборудования трансформаторной подстанции для работ в зоне сильного действия наведенного напряжения согласно оперативной подчиненности оборудования.

Режим заземления ВЛ необходимо указывать в заявке на вывод в ремонт электрооборудования.

Опыт эксплуатации показывает, что при работах в электроустановках под наведенным напряжением имеет место потеря персоналом ощущение опасности, так как в нормальном режиме уровне наведенного напряжения, как правило, незначительны.

Надо помнить, что в аварийном режиме, а также при выполнении работ, связанных с прикосновением к незаземленному проводу, значение наведенного напряжения может достигать нескольких киловольт, и безопасность работ может быть обеспечена только при условии строгого соблюдения приведенных мероприятий безопасности.

При работах под наведенным напряжением необходимо использовать спецобувь и рабочую спецодежду.

Работник должен соблюдать требования личной гигиены при выполнении работ.

Работы в электроустановках, находящихся под наведенным напряжением, необходимо выполнять с указанием мероприятий по снижению уровня наведенного напряжения до безопасного, а также других мероприятий, обеспечивающих безопасность работ.

Перед началом работы необходимо проверить соответствие условий выполнения работ требованиям [20].

Запрещается приступать к работам во время грозы или ее приближении, при скорости ветра более 10 м/с, а также в темное время суток или снижении видимости до предельных значений.

При недостаточной видимости рабочие места, проезды и подходы к ним необходимо освещать.

До начала работ необходимо выполнить следующие подготовительные операции [20]:

- получить разрешение на подготовку рабочего места и допуск к работе;
- проверить в действии выдвижную и подъемную части телескопической вышки за пределами РУ;
- подготовить рабочее место;
- провести инструктаж и допуск бригады к работе.

При необходимости предварительно должны быть проведены измерения уровней наведенного напряжения на отключенных ВЛ.

Если такие данные отсутствуют, руководителю работ следует провести необходимые измерения с оформлением протокола.

При этом в строке наряда «Отдельные указания» следует указать, кому поручается эта работа.

Работы на линейном оборудовании (линейный и обходной разъединители, конденсаторы связи и т.д.), необходимо начинать только при постановке переносного заземления или включения заземляющих ножей, если таковые предусмотрены.

Кроме того, необходимо выровнять потенциалы на всех машинах и механизмах в случае, если они будут использоваться в работе в электроустановках.

Для этого необходимо сначала присоединить канаты к машинам (механизмов), затем выровнять их потенциалы заземлением на общий с проводом заземлитель и только после этого крепить к проводу.

При использовании тягового механизма разрешается заземлять его через металлический монтажный канат, а после подачи на канат тяжести, через отводящий блок.

Исключение составляют отдельные виды неотложных и аварийных работ, необходимость и возможность безопасного выполнения которых в каждом случае определяет главный инженер предприятия.

Совмещение работ на линейном оборудовании подстанций, ограничивающие ВЛ под наведенным напряжением, разрешается во всех случаях [20].

После окончания монтажных работ подключения ВЛ, находящихся в зоне сильного действия наведенного напряжения, следует выполнять по очереди с предыдущим заземлением токоведущих частей на базовый заземлитель, устанавливается на конечной опоре.

При работах под наведенным напряжением необходимо обеспечить устойчивую связь бригады с диспетчером.

Для проверки готовности персонала к работе в аварийных ситуациях при допуске бригады необходимо отработать их действия при возникновении аварий и ситуаций, которые могут привести к авариям и несчастным случаям, а также средства оказания первой помощи пострадавшему.

При аварийных ситуациях (отключение влияющей ВЛ с неуспешным АПВ, возникновение режима, требует изменения схемы сети путем проведения переключений на влияющих ВЛ и т.п.), работы следует приостановить, а бригаду вывести из зоны проведения работ.

Работы в электроустановках под наведенным напряжением во время выполнения аварийных переключений на влияющих ВЛ запрещается.

Перерыв в работе, вызванной аварийной ситуацией, должен быть оформлен в наряде.

Повторный допуск на подготовленное рабочее место выполняется руководителем работ после получения разрешения дежурного диспетчера.

Перед возобновлением работ необходимо убедиться в надежности установленных заземлений, а также в наличии и целостности плакатов и ограждений, после чего провести инструктаж и допуск бригады к работе.

При инструктаже следует объяснить причины, вызвавшие аварийную ситуацию, а также указать дополнительные меры, которые необходимо принять для безопасного выполнения работ.

Разбирать схему следует в обратном порядке, соблюдая такой последовательности операций [20]:

- демонтировать инвентарную перемычку, которая соединяет рабочую площадку телескопической вышки с проводом;
- снять с провода переносное заземление;
- провести демонтаж схемы и приспособлений;
- оформить окончания работ.

Демонтаж базового заземления следует выполнять в последнюю очередь - после полного окончания работ и снятия всех рабочих заземлений.

Работы по демонтажу базового заземления могут выполняться только после получения разрешения диспетчера на выполнение этих работ с оформлением его в оперативном журнале и наряде.

После демонтажа базового заземления приближаться к незаземленным токоведущим частям на расстояние, менее чем установлено [20], запрещается.

Помещения, здания и сооружения трансформаторных подстанций необходимо обеспечивать первичными средствами пожаротушения.

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них и с учетом положений.

Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

При определении видов и количества первичных средств пожаротушения следует учитывать физико-химические и пожароопасные свойства горючих

веществ, их отношение к огнетушащим веществам, а также площадь производственных помещений, открытых площадок и установок.

Комплектование помещений РУ трансформаторных подстанций огнетушителями осуществляется согласно требованиям технических условий (паспортов) на это оборудование или соответствующим правилам пожарной безопасности.

Выбор типа и расчет необходимого количества огнетушителей в защищаемом помещении или на объекте следует производить в зависимости от их огнетушащей способности, предельной площади, а также класса пожара горючих веществ и материалов.

Каждый огнетушитель, установленный на объекте, должен иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской.

На него заводят паспорт по установленной форме.

Асбестовое полотно, а также войлок, рекомендуется хранить в металлических футлярах с крышками, периодически (не реже 1 раза в три месяца) просушивать и очищать от пыли.

Трансформаторные подстанции системы электроснабжения Абатского района Тюменской области ПС-35/10 кВ «Ощепково» и ПС-35/10 кВ «Шевырино» относятся ко второй степени огнестойкости и оборудовано внутренним противопожарным водопроводом с двумя пожарными кранами с расходом 2,5 л/с.

Каждый пожарный кран снабжен пожарным рукавом одинакового с ним диаметра длиной 10,15 или 20 м и пожарным стволом.

Испытательная установка является участком повышенной пожарной опасности, связанной с проведением испытаний масляных трансформаторов.

Поэтому на испытательной установке должны строго соблюдаться действующие правила, нормы и инструкции по обеспечению пожарной безопасности.

На испытательной установке вывешиваются плакаты с основными требованиями и правилами пожарной безопасности.

Испытательная установка и производственные помещения базы обеспечиваются углекислотными огнетушителями, песком, лопатами, баграми, пожарными кранами со шлангами.

Ответственным за пожарную безопасность ремонтно-эксплуатационной базы является ее начальник, или лицо, его замещающее.

3.2. Расчёт контура заземления ТП системы электроснабжения Абатского района Тюменской области

Конструктивно заземляющее устройство ПС-35/10 кВ «Ощепково» и ПС-35/10 кВ «Шевырино» системы электроснабжения Абатского района Тюменской области предполагается выполнить в виде сетки из вертикальных стержневых заземлителей из круглой стали диаметром 12 мм и длиной 5 метров.

Соединенных стальной полосой 40×4мм на глубине 0,5м от поверхности земли.

Верхний слой – супесь, нижний слой – глина. Климатическая зона 1. Толщина верхнего слоя 2 метра. Глубина заложения заземлителя 0,5 метра.

Длительность воздействия однофазного тока замыкания на землю при протекании его через человека. τ_e , с

$$\tau_e = t_{pz} + t_{откл}, \quad (3.1)$$

где t_{pz} – время действия релейной защиты, с;

$t_{откл}$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau_e = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с.}$$

Расчетное удельное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей определено по [1]

$$P_{расч} = K_c \rho, \quad (3.2)$$

где K_c – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхания грунта.

Для 1 климатической зоны [1]:

- для вертикальных заземлителей $K_c=1,9$;

- для горизонтальных заземлителей $K_c=5,8$;

- удельное сопротивление грунта: для верхнего слоя грунта толщиной 2 м супеси $\rho = 300$ Ом·м; для нижнего слоя глины $\rho = 40$ Ом·м.

Для верхнего слоя грунта расчетное удельное сопротивление [1]:

а) для вертикальных заземлителей

$$\rho_{расч} = 1,9 \cdot 300 = 570 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

б) для горизонтальных заземлителей

$$\rho_{расч} = 5,8 \cdot 40 = 232 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Для нижнего слоя грунта для вертикальных заземлителей

$$\rho = 1,9 \cdot 40 = 76 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{н.дон.} = 500$ В [2]

Коэффициент прикосновения [2]

$$K_{п} = M\beta / (l_v l_g / a\sqrt{S}), \quad (3.3)$$

где l_g - длина вертикальных заземлителей, м;

l_2 - длина горизонтальных заземлителей, м;

a - расстояние между вертикальными заземлителями, м;

S - площадь заземляющего устройства, м²;

M , β – нормируемые значения коэффициентов, зависящие от значения сопротивления тела человека и сопротивления растекания тока в заземляющем контуре.

По условию (3.3)

$$K_n = 0,795 \cdot 0,53 / (5 \cdot 170) / (5 \cdot \sqrt{360}) = 0,15.$$

$$\beta = R_{\text{ч}} / (R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}), \quad (3.4)$$

где $R_{\text{ч}}$ - сопротивление тела человека, Ом; $R_{\text{ч}} = 1000$ Ом;

$R_{\text{с}}$ - сопротивление растекания тока от ступней, Ом.

$$R_{\text{с}} = 1,5 \rho. \quad (3.5)$$

$$R_{\text{с}} = 1,5 \cdot 570 = 855 \text{ Ом.}$$

$$\beta = 1000 / 1855 = 0,53.$$

Потенциал на заземлителе [2]

$$U_3 = U_{\text{нр.дон}} / K_{\text{нр}}. \quad (3.6)$$

$$U_3 = 500 / 0,15 = 3333 \text{ В.}$$

Полученное значение находится в пределах допустимого:

$$3,3 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ.}$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_{3\text{дон}}$, Ом

$$R_{3\text{дон}} = U_3 / I_3, \text{ Ом}, \quad (3.7)$$

где I_3 – значение тока, стекающего с заземлителя при однофазном КЗ, А

$$I_3 = 2000 \text{ А.}$$

$$R_{3\text{дон}} = 3333 / 2000 = 1,6 \text{ Ом.}$$

Преобразованный план заземляющего устройства в расчетную квадратную модель со стороной

$$\sqrt{S} = \sqrt{18 \cdot 20} = 19 \text{ м.}$$

Число ячеек заземляющего устройства по стороне квадрата

$$m = \frac{l_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1. \quad (3.8)$$

$$m = \frac{170}{37,9} - 1 = 3,5 \text{ м.}$$

Длина полос в расчетной модели

$$L_2 = 2\sqrt{S}(m+1). \quad (3.9)$$

$$L_2 = 38 (3,5+1) = 171 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки квадрата заземляющего устройства

$$B = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (3.10)$$

$$B = 19/3,5 = 5,4 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура, $a/l_g=1$

$$n_B = (4\sqrt{S})/l_B. \quad (3.11)$$

$$n_g = (19 \cdot 4)/5 = 15,2.$$

Принимается ближайшее большее целое значение $n_g=16$.

Исходя из полученного числа вертикальных заземлителей, предусматривается расположение данных вертикальных электродов в заземляющем устройстве в форме сетки (по периметру квадрата - 4x4 вертикальных электрода).

Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_g = l_g n_g. \quad (3.12)$$

$$L_g = 5 \cdot 15 = 75 \text{ м.}$$

Относительная глубина

$$\frac{l_B+t}{\sqrt{S}} = \frac{5+0,5}{19} = 0,28 > 0,1. \quad (3.13)$$

Тогда

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot (l_B + t)/\sqrt{S}. \quad (3.14)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{5+0,5}{19} = 0,315.$$

По [12] для $\rho_1/\rho_2=7,5$; $a/l_g=1$.

$$(h_1 - t)/l_B = (2-0,5)/5 = 0,3.$$

Определяем $\rho_3/\rho_2=1,4$, тогда $\rho_2=1,4$.

$$\rho_2=1,4 \cdot 76=106,4 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя, R_3 , Ом

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{l_\Gamma + l_B}. \quad (3.15)$$

$$R_3 = 0,315 \cdot \frac{106,4}{19} + \frac{106,4}{171+75} = 2,2 \text{ Ом.}$$

Полученный результат больше допустимого $R_{3,доп} = 1,6 \text{ Ом}$.

Расчётное значение напряжения прикосновения

$$U_{np} = K_n \cdot I_3 \cdot R_3. \quad (3.16)$$

$$U_{np} = 0,15 \cdot 1900 \cdot 2,2 = 627 \text{ В.}$$

Полученный результат расчётного значения напряжения прикосновения больше допустимого значения 500 В.

Для уменьшения напряжения прикосновения применяется непосредственная подсыпка гравием (слой 0,2 м).

Удельное сопротивление верхнего слоя (гравия) в этом случае будет равно 3000 Ом·м.

Тогда

$$\beta = 1000(1000 + 1,5 \cdot 3000) = 0,18.$$

$$K_n = 0,795 \cdot 0,18(5 \cdot 170 / 5\sqrt{360}) = 0,093.$$

Подсыпка слоем гравия никак не влияет на растекание тока с проектируемого заземляющего устройства, поэтому соотношение ρ_1/ρ_2 и значение M остаются неизменным.

$$U_3 = 500 / 0,093 = 5434 \text{ В} < 6000 \text{ В.}$$

$$R_{3,доп} = 5434 / 1900 = 2,9 \text{ Ом.}$$

Следовательно

$$R_3 = 2,2 \text{ Ом} < R_{3,доп} = 2,9 \text{ Ом.}$$

Значение напряжения прикосновения определяется так:

$$U_{np} = I_3 R_3. \quad (3.17)$$

$$U_{np} = 0,093 \cdot 1900 \cdot 2,2 = 388,7 \text{ В.}$$

Полученный результат меньше $U_{доп} = 500 \text{ В}$.

Все условия выбора и проверки выполняются.

Конструкция рассчитанного заземляющего устройства ПС-35/10 кВ «Ощепково» и ПС-35/10 кВ «Шевырино» системы электроснабжения Абатского района Тюменской области приведена на графическом листе №6.

3.3 Техничo – экономическое обоснование проведённой реконструкции

Задачей технико - экономического расчёта является определение капиталовложений в реконструкцию схемы ОРУ 35 кВ ПС-35/10 «Ощепково» и строительства ВЛ-35 кВ, а также расчёт годовых эксплуатационных расходов указанных мероприятий [22].

В результате технико - экономического расчёта определяется величина приведенных затрат [21]:

$$Z = E_n K + I, \quad (3.18)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принимается в работе равным 0,12 [21];

K – значение капитальных затрат на непосредственное сооружение электрической сети, тыс. руб;

I – значение годовых эксплуатационных расходов, тыс. руб.

В капиталовложения на сооружение сети входят стоимость линии ВЛ-35 кВ $K_{л}$ и электрических аппаратов $K_{а}$, которые определяются по укрупнённым показателям стоимости соответствующего оборудования [21].

Суммарные капиталовложения определяются их суммой [21]:

$$K = K_{л} + K_{а}, \quad (3.19)$$

где $K_{л}$ - стоимость линии ВЛ-35 кВ;

$K_{а}$ - стоимость электрических аппаратов, дополнительно установленных при реконструкции ОРУ 35 кВ ПС-35/10 «Ощепково».

Стоимость ВЛ-35 кВ определяется:

- стоимостью провода с учётом его длины, марки провода;
- типом и количеством применяемых опор (промежуточных и анкерно-угловых) [22].

Стоимость электрических аппаратов (выключателей, разъединителей) определяется: типом, напряжением, отключающей способностью, дополнительной комплектацией [21].

Результаты расчёта капиталовложений в ВЛ-35 кВ и электрических аппаратов ОРУ 35 кВ сведены в таблицу 3.1 (ВЛ-35 кВ) и таблицу 3.2 (электрические аппараты ОРУ 35 кВ).

Таблица 3.1 - Расчёт капиталовложений в ВЛ-35кВ

Определяемый показатель	Ед. измерения	Значение
Провод ВЛ-35 кВ		
Марка провода	-	АС-70/11
Длина участка	км	18
Стоимость 1 км линии	тыс. руб./км	125,5
Стоимость провода ВЛ-35 кВ	тыс. руб.	2259,0
Опоры промежуточные		
Тип опор	-	П-35
Количество опор на линии	шт.	86
Стоимость 1 опоры	тыс. руб./шт	104,9
Стоимость опор	тыс. руб.	9021,4
Опоры анкерно-угловые		
Тип опор	-	У35-1
Количество опор на линии	шт.	4
Стоимость 1 опоры	тыс. руб./шт	207,5
Стоимость опор	тыс. руб.	830,0
Суммарные капиталовложения в ВЛ-35 кВ	тыс. руб.	12110,4

Таблица 3.2 - Расчёт капиталовложений на реконструкцию ОРУ 35 кВ

Определяемый показатель	Ед. измерения	Значение
Выключатели высокого напряжения		
Марка	-	ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1
Количество	шт	3
Стоимость 1 единицы	тыс. руб./шт	750,0
Стоимость выключателей	тыс. руб.	2250,0
Разъединители		
Марка	-	РЛНДЗ-2-35/600
Количество	шт	4
Стоимость 1 единицы	тыс. руб./шт	62,0
Стоимость разъединителей	тыс. руб.	248,0
Суммарные капиталовложения в реконструкцию ОРУ 35 кВ	тыс. руб.	2498,0

Суммарные капиталовложения в реконструкцию ОРУ 35 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» и на сооружение ВЛ-35 кВ:

$$K = 12110,4 + 2498 = 14608,4 \text{ тыс. руб.}$$

В состав годовых эксплуатационных расходов входят соответствующие расходы в ВЛ-35 кВ I_D и электрических аппаратов ОРУ 35 кВ I_A [21].

Эти составляющие находят по выражению [21]:

$$I = I_a + I_s, \quad (3.20)$$

где I_a – значение издержек на проведение амортизации;

I_s - значение издержек на проведение эксплуатации.

Значение издержек на проведение амортизации определяются по норме отчисления от величины капитальных затрат [21]:

$$I_a = \frac{a_p}{100} K, \quad (3.21)$$

где a_p – нормируемое значение коэффициента амортизации, %, [21].

Значение издержек на проведение эксплуатации также определяются по норме отчисления от величины капитальных затрат [21]:

$$I_s = \frac{\varepsilon_p}{100} K, \quad (3.22)$$

где ε_p – нормируемое значение отчислений на эксплуатацию ЭС, %, [21].

Результаты расчёта годовых эксплуатационных расходов ВЛ-35 кВ и электрических аппаратов ОРУ 35 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» сведены в таблицу 3.3 (ВЛ-35 кВ) и таблицу 3.4 (электрические аппараты ОРУ 35 кВ).

Таблица 3.3 - Расчёт годовых эксплуатационных расходов на ВЛ-35 кВ

Определяемый показатель	Ед. измерения	Значение
Издержки на амортизацию, ($a_p = 6,7 \%$)	тыс. руб.	811,4
Издержки на эксплуатацию, ($\varepsilon_p = 0,8 \%$)	тыс. руб.	96,9
Годовые эксплуатационные расходы	тыс. руб.	908,3

Таблица 3.4 - Расчёт годовых эксплуатационных расходов на реконструкцию ОРУ 35 кВ

Определяемый показатель	Ед. измерения	Значение
Издержки на амортизацию, ($a_p = 6,7 \%$)	тыс. руб.	167,4
Издержки на эксплуатацию, ($\varepsilon_p = 5,9 \%$)	тыс. руб.	147,4
Годовые эксплуатационные расходы	тыс. руб.	314,8

Суммарные годовые эксплуатационные расходы:

$$I = 908,3 + 314,8 = 1223,1 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная величина приведенных затрат составляет:

$$Z = 0,12 \cdot 14608,4 + 1223,1 = 2976,1 \text{ тыс. руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы разработан проект реконструкция системы электроснабжения Абатского района Тюменской области с внедрением новой резервной воздушной линии 35 кВ ПС-35/10 кВ «Шевырино» - ПС-35/10 кВ «Ощепково» и непосредственным расширением ОРУ-35 кВ подстанции «Ощепково».

В результате выполнения работы приведена характеристика климатических условий района проектирования, а также техническая характеристика ПС-35/10 кВ «Ощепково» и ПС-35/10 кВ «Шевырино» с детальным описанием схемы электроснабжения, источников питания, оборудования данных ПС, являющихся объектами проектирования.

Установлено, что схема электроснабжения ПС-35/10 кВ «Ощепково» не соответствует надёжности, предъявляемой нормами [1] относительно питания потребителей согласно категорий электроснабжения.

Учитывая приведённые выше аспекты, реконструкция схемы электрических соединений с расширением ОРУ 35 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» в работе осуществляется:

1) с целью повышения надёжности и гибкости схемы, а также коммутационной и защитной способности, удобства эксплуатации и ремонта оборудования, на отходящих линиях в ОРУ 35 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» необходима дополнительная установка высоковольтных выключателей напряжением 35 кВ. Также для обеспечения безопасности работ с целью создания видимого разрыва перед указанными выключателями устанавливаются разъединители;

2) для обеспечения необходимого уровня надёжности и резервирования схемы на стороне 35 кВ, необходимо запитать второй силовой трансформатор ПС-35/10 кВ «Ощепково» с помощью воздушной линии электропередачи

напряжением 35 кВ от шин ОРУ 35 кВ ПС «Шевырино» (с подключением под присоединение №2, где установлен резервный разъединитель, который в схеме практически не используется). Также для этой же цели на вводе ОРУ 35 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» устанавливается дополнительная мачта;

3) для обеспечения необходимого уровня надёжности и резервирования схемы на стороне 35 кВ, в ОРУ 35 кВ между отходящими линиями, питающими силовые трансформаторы, сооружается перемычка, в которой устанавливаются 2 разъединителя и выключатель высокого напряжения, который в нормальном режиме работы отключён и включается в случае исчезновения напряжения на одной из линий ОРУ 35 кВ, питающих силовые трансформаторы;

4) для обеспечения необходимого уровня надёжности и резервирования схемы на стороне 10 кВ в КРУН 10 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» необходимо применить раздельную работу сборных шин, для чего секционный выключатель в нормальном режиме должен быть отключён с автоматическим включением под действием автоматического включения резерва (АВР) при исчезновении напряжения на одной из секций сборных шин КРУН 10 кВ.

Также для решения поставленных задач в работе проведено:

- выбор схемы проектируемой ВЛ-35 кВ (радиальная с применением одноцепной линии), типа опор (промежуточные типа П35-1 – 86 шт. и анкерно–угловые типа УА35-1 – 4 шт.) и трассы прокладки ВЛ-35 кВ (длина линии – 18 км, анкерный пролёт – 6 км, расстояние между опорами – 200 м);

- расчёт электрических нагрузок и выбор сечения проводов ВЛ-35 кВ (провод марки АС-70/11) и ВЛ-10 кВ (провод марки АС-25/4,2);

- расчёт токов короткого замыкания на ПС-35/10 кВ «Ощепково» в максимальном режиме;

- выбор и проверка электрических аппаратов ОРУ 35 кВ и РУ 10 кВ ПС-35/10 кВ (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ограничителей перенапряжения);

- проверка силовых трансформаторов ПС-35/10 кВ «Ощепково» с учётом проведённой реконструкции (в результате проведённых расчётов установлено, что силовые трансформаторы ТМ-1000/35, установленные на ПС-35/10 кВ «Ощепково», обеспечат надёжную работу реконструированной схемы в нормальном и послеаварийном режимах работы);

- разработаны мероприятия по обеспечению безопасности при выполнении работ в системе электроснабжения Абатского района Тюменской области и экологической безопасности;

- проведено технико – экономическое обоснование проведённой реконструкции, основная задача которого – определение капиталовложений в реконструкцию схемы ОРУ 35 кВ ПС-35/10 «Ощепково» и строительства ВЛ-35 кВ, а также расчёт годовых эксплуатационных расходов указанных мероприятий. В результате проведённого технико - экономического расчёта установлено, что суммарные капиталовложения в реконструкцию ОРУ 35 кВ ПС-35/10 кВ «Ощепково» и на сооружение ВЛ-35 кВ составляют 14608,4 тыс. руб., суммарные годовые эксплуатационные расходы – 1223,1 тыс. руб., суммарная величина приведенных затрат составляет 2976,1 тыс. руб.

Реконструированная система электроснабжения Абатского района Тюменской области отвечает нормам основных нормативных документов по экономичности, надёжности, электробезопасности и качеству электроэнергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / 7-е изд-е. - М.: Альвис, 2018. 632 с.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // РД РАО «ЕЭС России». – М.: Министерство энергетики, 2013.
5. Абатский район Тюменской области. Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Абатский_район. Дата обращения 30.01.2020 г.
6. Климат. Абатский район Тюменской области. Режим доступа: <https://ru.climate-data.org/азия/россииская-федерация/тюменская-область/тюмень-478/>. Дата обращения 30.01.2020 г.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. – 4е издание, переаб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2017. 608 с.
8. Электрические станции и сети. Сборник нормативных документов. - М.: ЭНАС, 2016. 682 с.
9. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2016. 354 с.
10. Серия 3.407.1-151 Унифицированные конструкции анкерно-угловых железобетонных опор ВЛ 35-220 кВ. Режим доступа: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293844/4293844825.htm>. Дата обращения: 30.01.

2020 г.

11. Кадомская, К.П. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения / К.П. Кадомская, Ю.А. Лавров. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.

12. Макаров, Е.Ф. Резервы снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях / Е.Ф. Макаров // Электрические станции. – 2017. №3.

13. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2017. - 174 с.

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.

15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ - М.: Норматика, 2016.

16. Долин П. А. Справочник по технике безопасности. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 2014. 800 с.

17. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. - М., 2013.

18. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2005. 254 с.

19. Грунтович, Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: Учебное пособие / Н.В. Грунтович. - М.: Инфра-М, 2018. 396 с.

20. Сибикин, Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2015. 464 с.

21. Водяников В.Т. Экономическая оценка проектных решений в энергетике АПК. – М.: Колос, 2018. 263 с.