

Министерство науки и высшего образования 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) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции напряжением 110 кВ в северной части города Благовещенска для обеспечения электроснабжения жилой застройки, ориентировочной мощностью 20 МВт, осуществляемой ООО «Специализированный Застройщик. Первая ипотечная компания Благовещенска»

Исполнитель

студент группы 142-об1

_____ подпись, дата

А.А. Аминов

Руководитель

доцент

канд. техн. наук

_____ подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

_____ подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

_____ подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Аминова Александра Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции напряжением 110 кВ в северной части города Благовещенска для обеспечения электроснабжения жилой застройки, ориентировочной мощностью 20 МВт, осуществляемой ООО «Специализированный Застройщик. Первая ипотечная компания Благовещенска»

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950 уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 25.06.25

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема электрических сетей в районе расположения ПС ПИК, географическое расположение объектов проектирования, данные контрольных замеров, климатическая характеристика местности.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Разработка варианта реконструкции электрической сети, расчет электрических нагрузок, выбор схемы подключения ПС ПИК, расчет и выбор силовых трансформаторов и остального электротехнического оборудования, расчет экономических показателей, рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов формата А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 10.04.25

Руководитель выпускной квалификационной работы: доцент А.Г. Ротачева
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 104 стр., 14 рисунков, 27 таблиц, 109 формул, 32 источника, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, КОЭФФИЦИЕНТ
УЧАСТИЯ, УДЕЛЬНАЯ НАГРУЗКА, КОМПЛЕКТНОЕ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ
МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ
ПОКАЗАТЕЛЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В работе выбрана оптимальная схема подключения ПС Пик к системе внешнего электроснабжения, выбрана однолинейная схема и основное оборудование данной ПС.

Цель работы – разработка одного из вариантов организации надежного электроснабжения потребителей северной части города Благовещенск в Амурской области.

В работе выполнен расчет токов короткого замыкания, на основании которого проверено подстанционное оборудование, проведен расчет и выбор системы молниезащиты и заземления ПС Пик, рассчитаны уставки защит силовых трансформаторов. Приведены меры безопасности при эксплуатации оборудования

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВВ – выключатель высоковольтный;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – электрическая подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

МЗ - микропроцессорная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района реконструкции электрических сетей в месте расположения ПС Пик	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности в районе расположения ПС Пик	9
1.2 Обоснование целесообразности ввода новой ПС Пик и реконструкции электрической сети при ее подключении системе внешнего электроснабжения	10
2 Разработка вариантов включения ПС Пик в электрическую сеть	12
2.1 Расчет нагрузок потребителей ПС Пик	12
2.2 Разработка вариантов включения ПС Пик в электрическую сеть	14
2.3 Выбор номинального напряжения при включении ПС Пик в электрическую сеть	20
2.4 Технический анализ принятых вариантов включения ПС и определение оптимального	21
2.5 Компенсация реактивной мощности	21
2.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС Пик	22
2.7 Выбор сечений вновь вводимых линий электропередачи	25
3 Расчет токов короткого замыкания	27
4 Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения ПС Пик	35
5 Выбор оборудования ПС Пик	38
5.1 Выбор выключателей 110 кВ	40
5.2 Выбор разъединителей 110 кВ	41
5.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	41
5.4 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ	43
5.5 Выбор гибких шин 110 кВ	44

5.6 Выбор выключателей КРУ 10 кВ	45
5.7 Выбор трансформаторов тока КРУ 10 кВ	47
5.8 Выбор трансформаторов напряжения КРУ 10 кВ	50
5.9 Выбор жестких шин КРУ 10 кВ	51
5.10 Выбор опорных изоляторов КРУ 10 кВ	53
5.11 Выбор проходных изоляторов КРУ 10 кВ	54
5.12 Выбор трансформаторов собственных нужд	55
6 Расчет устройств молниезащиты	56
6.1 Защита от прямых ударов молнии	56
6.2 Защита от набегающих волн перенапряжений	59
7 Расчет заземляющего устройства	63
8 Разработка микропроцессорной защиты трансформаторов на ПС Пик	68
8.1 Дифференциальная защита	68
8.2 Газовая защита	70
8.3 Защита от перегрузки	71
8.4 Максимальная токовая защита	71
9 Автоматика, применяемая на ПС Пик	73
9.1 Автоматика ввода резерва	73
9.2 Автоматическая частотная разгрузка	73
9.3 Автоматическое повторное включение	74
10 Технико-экономическое обоснование ввода ПС Пик	77
11 Безопасность и экологичность	80
11.1 Безопасность	80
11.2 Экологичность	87
11.3 Чрезвычайные ситуации	97
Заключение	99
Библиографический список	101
Приложение А. Расчет молниезащиты	105
Приложение Б. Выбор ОПН	106
Приложение В. Расчет заземляющего устройства	107

ВВЕДЕНИЕ

В городе Благовещенск Амурской области в настоящее время планируется ввести в эксплуатацию новую подстанции для подключения новых потребителей электрической энергии жилой застройки северной части города, в связи с этим появляется острая необходимость в проектировании данной ПС и реконструкции участка электрической сети где будет располагаться данные объект.

В данной работе и будет рассматриваться вопрос о вводе в работу объекта электроэнергетики, который будут покрывать все нужды касающиеся электроснабжения новых потребителей. Упор в данной работе будет сделан на разработку варианта решения данной проблемы, который будет отвечать всем требованиям с экономической точки зрения, но также и с точки зрения надежности и качества электроснабжения потребителей.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время происходит планомерно увеличение количества потребителей электрической энергии, связанное со строительством новых жилых районов в северной части города Благовещенск в Амурской области, при этом отсутствует необходимый источник питания для них, в данной работе будет рассмотрен вопрос не только об организации такого источника, но также будут и рассмотрены вопросы подключения данного источника к системе внешнего электроснабжения. В системе электроснабжения города Благовещенск имеется значительное количество проблемных участков поэтому в данной работе так же будут учитываться и эти факторы при подключении нового объекта электроэнергетики системе внешнего электроснабжения

Цель работы – проектирование ПС Пик и разработка варианта реконструкции электрических сетей города Благовещенск при вводе в эксплуатацию и подключении к системе внешнего электроснабжения данного объекта, для организации надежного электроснабжения потребителей.

Данная цель реализуется решением следующих задач:

- В работе был произведен анализ данных в районе реконструкции, которые включали в себя схему электрической сети, данные о нагрузках во время контрольного замера, данные об установленном в сети оборудовании, на основании этих данных проведена разработка варианта реконструкции электрической сети, с учетом прогнозных значений нагрузки.

- Разработаны несколько наиболее перспективных вариантов реконструкции электрической сети при подключении нового объекта электроэнергетики.

- На основании технического анализа определен оптимальный вариант.

- Для принятого варианта реконструкции сети проведен выбор основного электротехнического оборудования для ПС Пик.

Используемое программное обеспечение:

Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad.

Графическая часть ВКР выполнена на четырех листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В МЕСТЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПС ПИК

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности в районе расположения ПС Пик

При выполнении реконструкции электрических сетей, а также проектировании трансформаторных подстанций, особое внимание необходимо уделять климатической характеристике рассматриваемой территории.

При проектировании новой системы электроснабжения особое значение имеет район по ветру, район по гололеду, который определяется согласно правилам устройства электроустановок также особое внимание необходимо уделять и толщине стенки гололёда, который возникает на проводах при различных климатических условиях, так же основными данными при выборе оборудования является температура максимальная, минимальная, среднегодовая. Эти данные очень важны при проектировании вновь вводимых объектов так как позволяют правильно выбрать оборудование и проводники, которые будут служить длительное время и не приведут к аварийным ситуациям.

При проектировании подстанционного оборудования необходимо учитывать данные о типе и глубине промерзания грунта т.к. данная информация понадобится при проектировании заземляющего устройства, дополнительным важным параметром при расчёте молниезащиты объектов электроэнергетики является число грозových часов в году.

Следует отметить что правильный выбор оборудования является залогом его надёжной работы в течение всего срока эксплуатации и не будет приводить к отключению от электроснабжения потребителей, получающих питание от данных объектов электроэнергетики.

Все необходимые данные для проведения последующих расчётов будут сведены в таблицу 1:

Таблица 1 – Климатические данные

Параметр	Значение
Район по ветру	III (максимальный напор 650 кПа)
Район по гололеду	III (толщина стенки гололеда 20мм)
Максимальная температура	+ 41 °С
Среднегодовая температура	+ 1 °С
Наименьшая температура	- 45 °С
Степень загрязнения атмосферы	II
Глубина промерзания грунта	2,5 м
Преобладающее направление ветра	Запад, Северо-Запад
Состав грунта	Болотные почвы, буротаежные, луговые
Грозовая деятельность	10-20 часов/год
Удельное электрическое сопротивление грунта (Ом×м)	50

На основании представленных данных выбирается климатическое исполнение, оборудование которое будет устанавливаться на рассматриваемой ПС Пик, в частности принимаем исполнение типа УХЛ.

1.2 Обоснование целесообразности ввода новой ПС Пик и реконструкции электрической сети при ее подключении системе внешнего электроснабжения

Как указывалось, ранее в настоящее время планируется ввод в работу нового объекта электроэнергетики в города Благовещенск частности ПС Пик, связанной с подключением новых потребителей жилого и коммунального сектора, при этом электроснабжение значительного количества электроприемников должно быть выполнено с высокой степенью надежности. Географическое расположение данных объектов таково что подключение к существующим ПС экономически не целесообразно из-за большой удаленности и высокой мощности данных потребителей, поэтому в

данной работе принимается решение о проектировании данной ПС и соответствующей реконструкции электрической сети, так же следует отметить что схема подключения ПС Пик к системе внешнего электроснабжения будет соответствовать всем требованиям по качеству и надежности электроснабжения всех электроприемников. При проектировании ПС и реконструкции электрической сети будут приниматься решения, касающиеся высокой схемной надежности при подключении к системе внешнего электроснабжения, так же предпочтение будет отдаваться современному оборудованию, имеющему высокие эксплуатационные характеристики.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ВКЛЮЧЕНИЯ ПС ПИК В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ

2.1 Расчет нагрузок потребителей ПС Пик

В данном разделе проводится упрощенный расчет нагрузки потребителей, подключаемых к шинам низкого напряжения ПС Пик.

Как указывалось, ранее основными потребителями данных ПС будут являться жилые микрорайоны поэтом расчет будет проводиться на основании исходных данных по населению данных пунктов.

Определение расчетной мощности нагрузки будет выполняться на основании данных статистических характеристиках мощности (максимальная, средняя и эффективная мощность) исходя из заданного графика нагрузки с учетом известной заявленной максимальной активной мощности. График электрической нагрузки в относительных единицах жилого района с комплексным составом потребители представлен на рисунке 1.

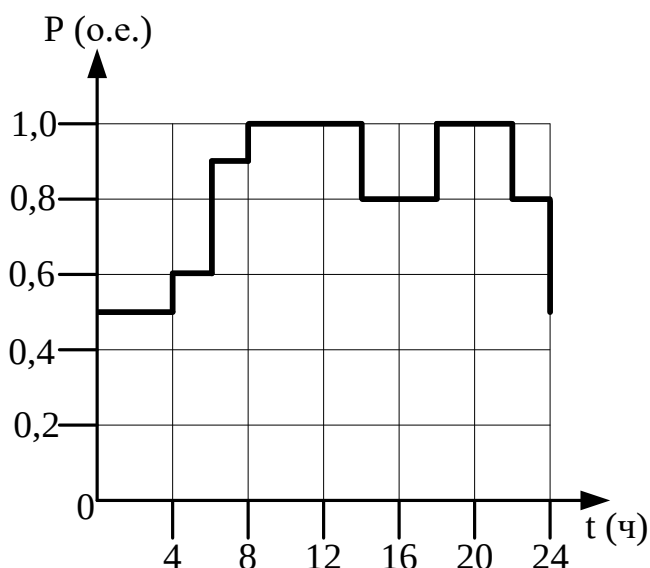


Рисунок 1 – График электрической нагрузки ПС Пик

Максимальная заявленная активная мощность:

$$P_{\text{макс}} = 20,0 \text{ (МВт)}$$

Максимальная реактивная мощность [5]:

$$Q_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{св}} \quad (1)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{св}}$ - средневзвешенный коэффициент реактивной мощности согласно заданному типу нагрузки, определяется из средневзвешенного коэффициента мощности $\cos \varphi_{\text{св}}$ [5].

$$Q_{\text{макс}} = 20,0 \cdot 0,3 = 6,0 \text{ (Мвар)}$$

Эффективная активная мощность [5]:

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{макс}} \cdot P_{\text{эф.ое}} \quad (2)$$

где $P_{\text{эф.ое}}$ - относительное значение эффективной мощности.

$$P_{\text{эф.ое}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum P_i^2 \cdot t_i} \quad (3)$$

где P_i - активная мощность в заданном интервале времени (о.е.)

t_i - интервал времени (ч)

T - полный период времени (ч)

$$P_{\text{эф.ое}} = \sqrt{\frac{1}{24} 14,98} = 0,79 \text{ (о.е.)}$$

$$P_{\text{эф}} = 20,0 \cdot 0,79 = 15,8 \text{ (МВт)}$$

Эффективная реактивная мощность [5]:

$$Q_{\text{эф}} = P_{\text{эф}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{св}} \quad (4)$$

$$Q_{\text{эф}} = 15,8 \cdot 0,3 = 4,7 \text{ (Мвар)}$$

Средняя активная мощность [5]:

$$P_{cp} = P_{\max} \cdot P_{cp.oe} \quad (5)$$

где $P_{cp.oe}$ - относительное значение средней мощности.

$$P_{cp.oe} = \frac{1}{T} \sum P_i \cdot t_i \quad (6)$$

$$P_{cp.oe} = \frac{1}{24} 18,72 = 0,78 \text{ (о.е.)}$$

$$P_{cp} = 20,0 \cdot 0,78 = 15,6 \text{ (МВт)}$$

Средняя реактивная мощность [5]:

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{св} \quad (7)$$

$$Q_{cp} = 15,6 \cdot 0,3 = 4,68 \text{ (Мвар)}$$

Полученные данные используем при дальнейших расчетах

2.2 Разработка вариантов включения ПС Пик в электрическую сеть

В данном разделе рассмотрим несколько основных вариантов включения ПС Пик в электрическую сети, за основу возьмем два варианта:

Вариант №1 Включение ПС Пик в виде отпайки к проходящей рядом двух цепной ВЛ 110 кВ ПС Благовещенская – ПС Центральная, при этом распределительное устройство высокого напряжения выполняется по схеме «два блока с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях линий», дополнительное количество выключателей которое необходимо для реализации данного варианта составляет 2 ед. на самой ПС Пик. Дополнительная протяженность ВЛ 110 кВ в одно цепном исполнении составляет 2,4 км. Данная схема подключения полностью удовлетворяет требованиям надёжности электроснабжения потребителей второй категории, тк линия получает питание с двух источников.

Карта схема первого варианта представлена на рисунке 3, однолинейная схема представлена на рисунке 3

Вариант №2 Включение ПС Пик в виде «захода выхода» к проходящей рядом одной цепи двух цепной ВЛ 110 кВ ПС Благовещенская – ПС Центральная, при этом распределительное устройство высокого напряжения выполняется по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов», дополнительное количество выключателей которое необходимо для реализации данного варианта составляет 3 ед. на ПС Пик. Дополнительная протяженность ВЛ 110 кВ в одно цепном исполнении составляет 2,4 км. Данная схема подключения так же полностью удовлетворяет требованиям надёжности электроснабжения потребителей второй категории.

Карта схема первого варианта представлена на рисунке 4, однолинейная схема представлена на рисунке 5.

Для наиболее понятного сравнения всех рассмотренных вариантов приводим основные данные в таблице 2

Таблица 2 – Данные о дополнительном оборудовании

Вариант	РУВН ПС Пик	Количество выключателей	Протяжённость ВЛ в одно цепном исполнении
1	Два блока с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях линий	2 (110 кВ)	2,4 км (110 кВ)
2	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов	3 (110 кВ)	2,4 км (110 кВ)

Далее проводим технический анализ принятых вариантов и определяем оптимальный из них с соблюдением требований по надёжности и качеству электроснабжения потребителей.

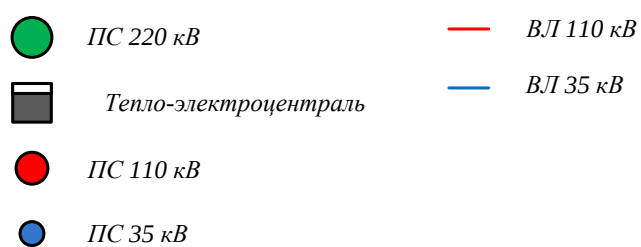
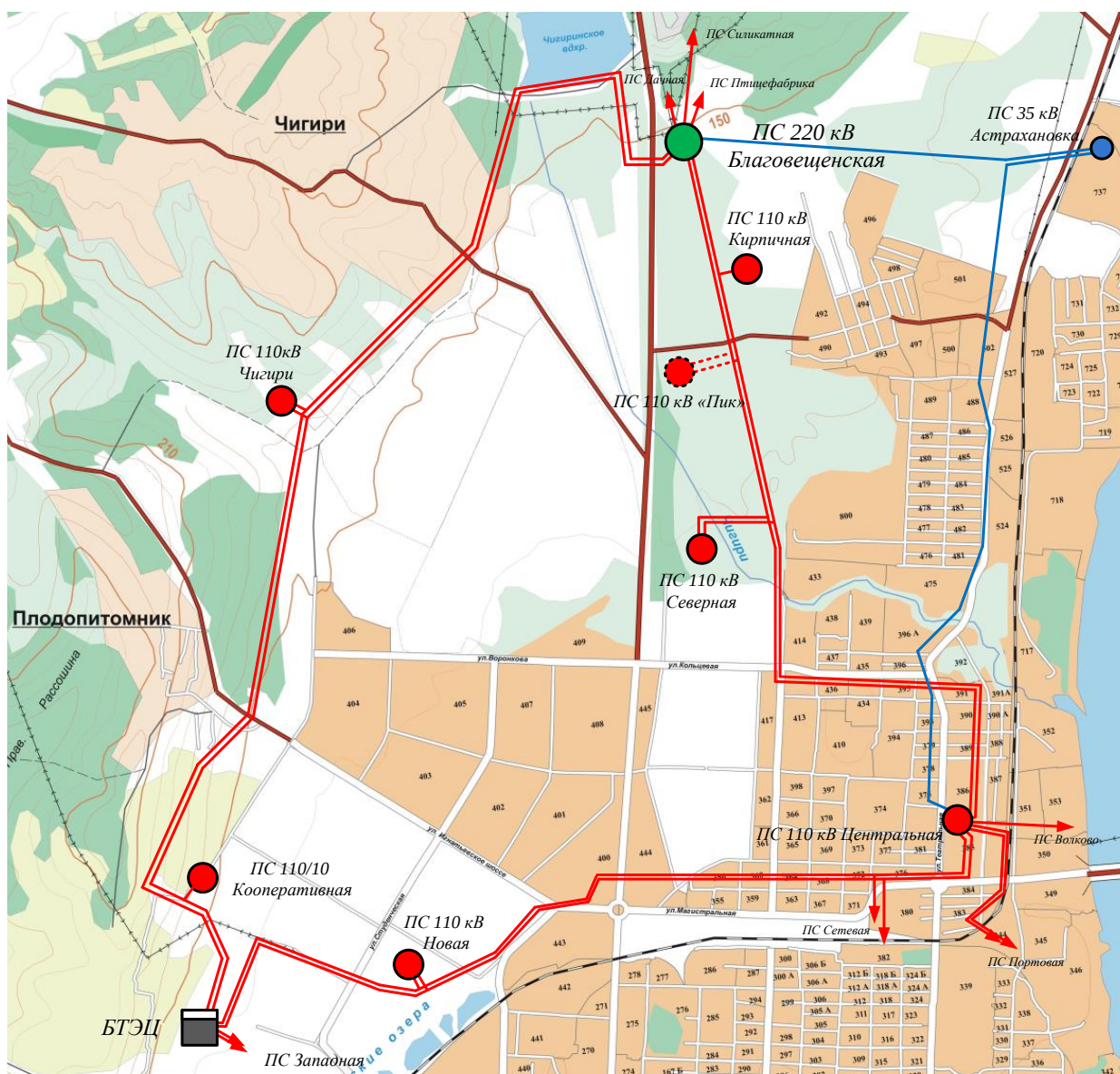


Рисунок 2 – Карта схема первого варианта включения ПС Пик

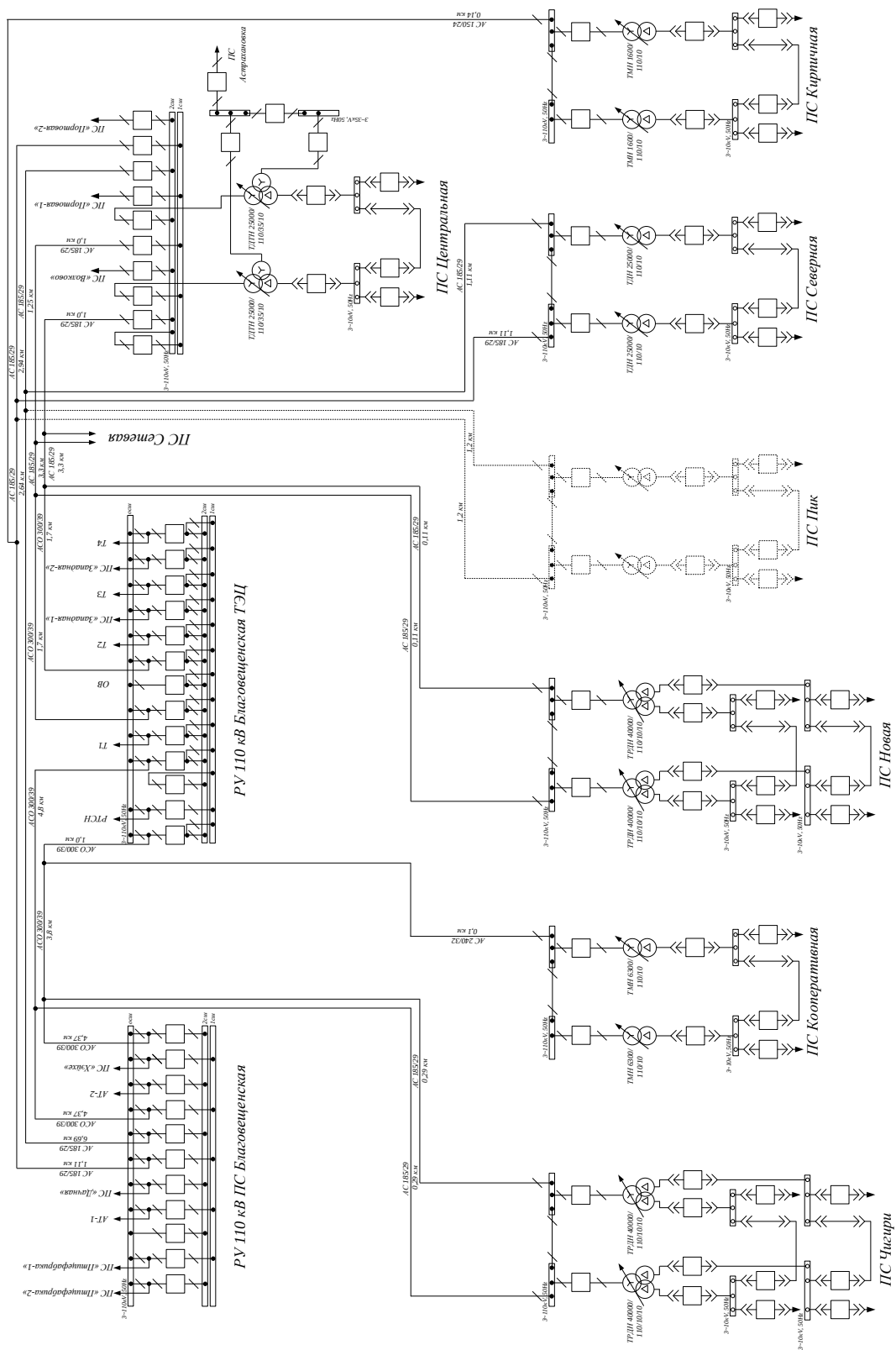
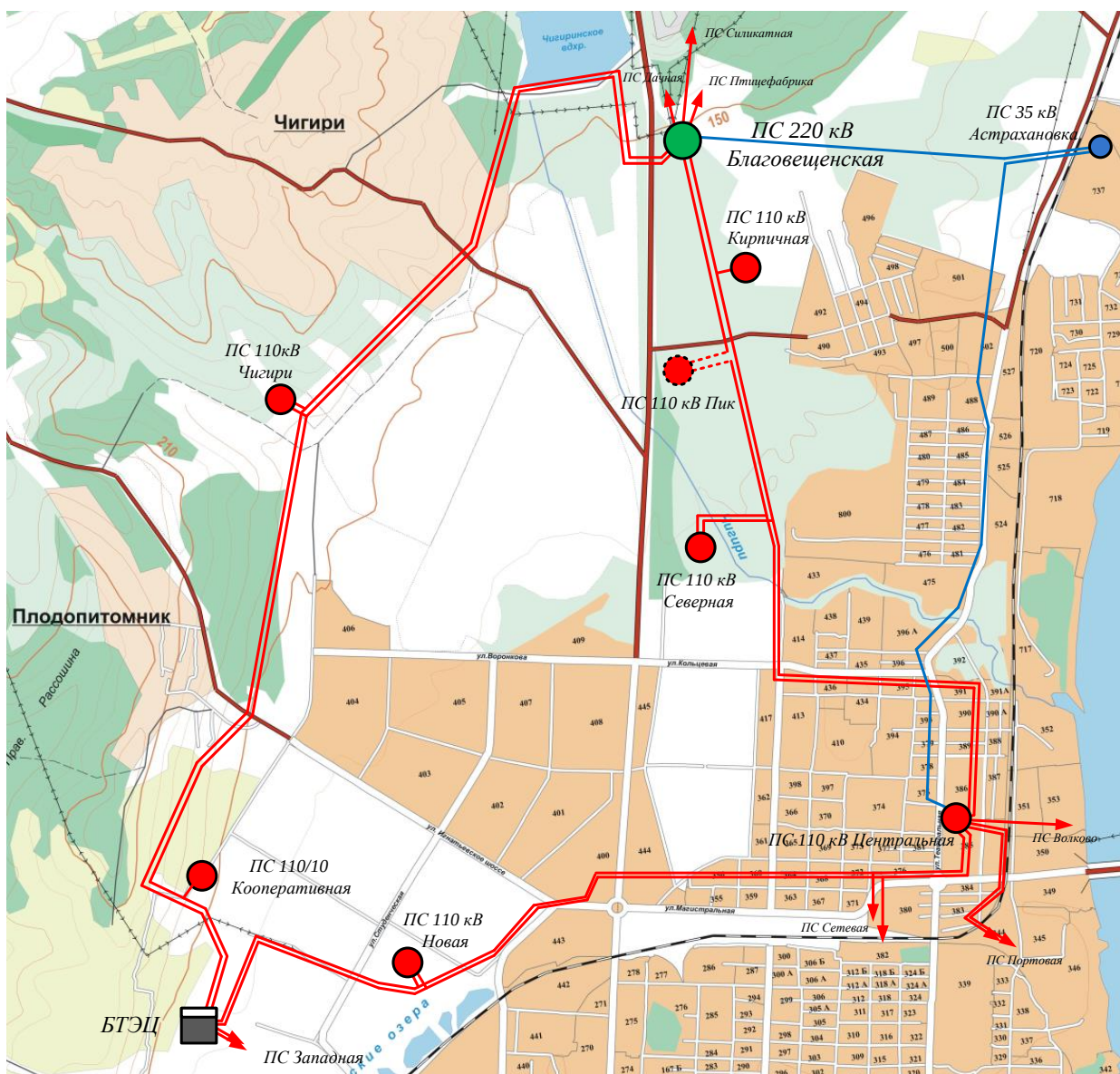


Рисунок 3 – Однолинейная схема первого варианта включения ПС Пик



- ПС 220 кВ
- ВЛ 110 кВ
- Тепло-электроцентрль
- ПС 110 кВ
- ВЛ 35 кВ
- ПС 35 кВ

Рисунок 5 – Карта схема второго варианта включения ПС Пик

2.3 Выбор номинального напряжения при включении ПС Пик в электрическую сеть

В рассматриваемом районе электрических сетей наибольшее распространение получили только сети номинальным напряжением 110 кВ, так же следует отметить их близкое расположение к предполагаемому месту расположения ПС Пик. Поэтому данная работа рассматривает основной вариант подключения на номинальном напряжении 110 кВ, тем не менее, в данной работе проведем расчет рационального напряжения для рассмотренных двух вариантов, на котором должна подключаться указанная ПС, воспользуемся следующей эмпирической формулой Г.А. Илларионова [26]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (8)$$

где $U_{рац}$ – рациональное напряжение передачи мощности P по линии длиной L .

Учитывая то что потребители ПС Пик имеют вторую категорию надежности электроснабжения, следовательно, должно иметься две цепи ВЛ.

Первый вариант — это включение к ВЛ 110 кВ ПС Благовещенская – ПС Центральная

$$U_{рац1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{1,2} + \frac{2500}{20,0 \cdot 0,5}}} = 38,14 \text{ (кВ)}$$

Второй вариант — это включение к ВЛ 110 кВ ПС Благовещенская – ПС Центральная по схеме заход выход.

$$U_{рац1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{2,94} + \frac{2500}{20,0 \cdot 0,5}}} = 43,16 \text{ (кВ)}$$

Расчет показывает, что оба варианта могут быть реализованы так как рациональное напряжение не превышает номинального на котором планируется подключение, далее рассмотрим данные варианты по подробнее.

2.4 Технический анализ принятых вариантов включения ПС и определение оптимального.

В данном подразделе проводим анализ полученных данных о тех вариантах реконструкции электрической сети, которые были представлены ранее.

Информация о дополнительном оборудовании представлена в таблице 3

Таблица 3 – Данные о дополнительном оборудовании

Вариант	Количество выключателей	Протяжённость ВЛ в одно цепном исполнении
1	2 (110 кВ)	2,4 км (110 кВ)
2	3 (110 кВ)	2,4 км (110 кВ)

Оба варианта предпочтительны для реализации, тем не менее, при одинаковой схемной надёжности и обеспечении бесперебойного питания потребителей второй категории в первом случае используется более простая схема распределительного устройства высокого напряжения ПС Пик и соответственно меньшее количество выключателей. Так же с точки зрения оперативных переключений первый вариант наиболее предпочтителен для работы оперативного персонала и имеет меньше шансов на ошибку. С точки зрения устройств микропроцессорной защиты и автоматики первый вариант так же выигрывает по своей простоте, поэтому исходя из вышеперечисленных выводов для дальнейшей разработки принимаем окончательно вариант №1

2.5 Компенсация реактивной мощности

В данном разделе проводим расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности на вновь вводимой ПС 110 кВ Пик рассматриваемого района электрических сетей, с использованием предельного коэффициента

реактивной мощности. Устройства компенсации реактивной мощности позволяют снизить значения потоков реактивной мощности по линиям электропередач, силовым трансформаторам тем самым повышая уровень напряжения в местах своей установки, а также разгружая сети и улучшая режим их работы.

Требуемая мощность КУ [26]:

$$Q_K = Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пр}} \quad (9)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{пр}}$ - предельный коэффициент реактивной мощности (для номинального напряжения 10 кВ принимается равным 0,4 согласно приказа Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380)

Требуемая мощность КУ, приходящаяся на одну секцию РУНН 10 кВ [26]:

$$Q_I = \frac{Q_K}{2} \quad (10)$$

Принимаем номинальную мощность КУ и определяем не скомпенсированную мощность [26]:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\max} - Q_{\text{ном}} \quad (11)$$

где $Q_{\text{ном}}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств.

Проводим расчет:

$$Q_K = 6,0 - 20,0 \cdot 0,4 = -2,0 \text{ (Мвар)}$$

В случае если требуемая мощность компенсирующих устройств имеет отрицательное значение, следовательно, установка данного рода устройств не требуется.

2.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС Пик

Для питания потребителей ПС Пик, должны быть установлены силовые трансформаторы необходимой номинальной мощности. При этом

как указывалось ранее потребители данных ПС по категории надёжности питания относятся ко второй группе и подключаются на напряжении 10 кВ, следовательно, для них должно быть организовано два независимых источника питания, т.е. на ПС устанавливаются по два силовых трансформатора номинальным напряжением 110/10 кВ.

Мощность трансформаторов определяется исходя из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и не скомпенсированной реактивной мощности. Номинальная мощность должна выбираться таким образом, чтобы была возможность обеспечивать питание всех категорий потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения как в нормальном режиме работы (в работе два трансформатора), так и в послеаварийном при отключении одного из них.

Расчетная полная мощность трансформатора определяется по следующей формуле [7]:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3} \quad (12)$$

где P_{cp} – средняя активная мощность нагрузки ПС;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность нагрузки ПС согласно расчетным данным (учитывается тот факт, что на ПС нет необходимости устанавливать КУ, поэтому принимается средняя мощность);

N – количество трансформаторов;

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки для двух трансформаторной подстанции (0,7).

Проверка трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [7]:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot S_{Тном}} \quad (13)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(N-1) \cdot S_{ном}} \quad (14)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов, устанавливаемых на ПС Пик расчетная мощность трансформатора (расчет мощности нагрузки силовых трансформаторов приведен в разделе 2.1):

$$S_p = \frac{\sqrt{15,6^2 + 4,68^2}}{2 \cdot 0,7} = 11,6 \text{ (МВА)}$$

Выбираем согласно справочным данным ближайшее большее значение номинальной мощности, и принимаем для рассматриваемой ПС трансформатор типа ТДН 16000/110/10 с номинальной мощностью 16,0 МВА, номинальное напряжение стороны ВН – 115 кВ, стороны НН – 10,5 кВ.

Охлаждение осуществляется естественной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Паспортные данные силового трансформатора представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Паспортные данные принятого типа трансформатора ПС Пик

Параметр	Значение
Полная мощность	16000 кВА
Напряжение ВН	115 кВ
Напряжение НН	10,5 кВ
Ток холостого хода	0,7 %
Напряжение КЗ	10,5 %
Потери активной мощности в режиме ХХ	18,0 кВт
Потери активной мощности в режиме КЗ	85,0 кВт
Масса масла	12,82 т
Габаритные размеры (Д×Ш×В)	6,0×3,5×5,5 м

Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{15,6^2 + 4,68^2}}{2 \cdot 16,0} = 0,51$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{15,6^2 + 4,68^2}}{16,0} = 1,02$$

Значение коэффициента загрузки для нормального режима работы должно составлять 0,5-0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, полученные значения коэффициентов укладываются в нормативный диапазон, следовательно, расчет окончен, принимаем данный тип трансформатора к установке на ПС Пик.

2.7 Выбор сечений вновь вводимых линий электропередачи

В данном разделе проводится расчет и выбор сечений проводников вновь вводимых линий электропередачи в частности подходов к ПС Пик – двух цепная ВЛ 110 кВ протяжённостью 1,2 км.

Для определения сечений проводов воспользуемся экономическими токовыми интервалами, для которых требуется значение расчетного тока, район по гололеду, материал опор, прогнозируемая максимальная активная и реактивная мощность нагрузки.

Расчетный ток ВЛ [5]:

$$I_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{макс}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (15)$$

где n – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки.

Определяем значение расчетного тока для питающей ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{20,0^2 + 6,0^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 0,06 \text{ (кА)}$$

Согласно полученным данным о расчётном значении тока в сечении, климатическим данным местности, для отпаечного подключения подстанции Пик к системе внешнего электроснабжения предполагается использовать провод марки АС 95/16 и стальных опор.

Дополнительно после выбора данного проводника необходимо выполнять проверку его по тепловому воздействию в послеаварийном режиме, для этого необходимо рассчитать ток, который будет протекать по воздушной линии при отключении одной из цепей, данный режим и будет являться послеаварийным. Полученное значение тока не должно превышать справочное значение длительно допустимого тока для выбранного проводника расположенного на открытом воздухе.

Расчетный ток в сечении в послеаварийном режиме [5]:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{макс}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n-1)} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (16)$$

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{20,00^2 + 6,0^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} 1,05 \cdot 0,9 = 0,12 \text{ (кА)}$$

Для данного типа провода АС 95/16 максимальное значение тока составляет 0,33 кА, значение послеаварийного тока не превышает его, следовательно, расчет выполнен верно.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет проводился в соответствии с руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания.

Короткими замыканиями называются замыкания между фазами (фазными проводниками электроустановок), замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно заземленными нейтралями, а также витковые замыкания в электрических машинах. КЗ возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение или пробой изоляции, набросы или обрывы проводов линий электропередач с падением на землю, перекрытия токоведущих частей установок, механическое повреждение изоляции кабельных линий при земляных работах, неправильные действия обслуживающего персонала, удары молнии и т.п.

Для упрощения расчета введем некоторые допущения:

- не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчетную схему;
- трехфазная сеть принимается симметричной;
- не учитываются емкостные токи воздушных линий;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от протекающего тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой сети;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

Принятые допущения дают возможность произвести расчет с точностью, не выходящей за допустимые 10 %.

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах ПС Пик для последующей проверки оборудования.

На рисунке 6, представлена расчетная схема:

Для примера проводим расчет тока трехфазного короткого замыкания на шинах ВН ПС Пик (расчетная точка 1)

Принимаем базисные условия [20]:

- 1) базисная мощность $S_{\delta} = 1000,0$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 кВ $U_{\delta 110} = 115$,
- 3) базисное напряжение на стороне 10 кВ $U_{\delta 10} = 10,5$.

Дополнительно для источников питания приводим данные о токах короткого замыкания:

2) Ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Благовещенская - 18,9 кА,

4) Ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Центральная - 2 - 17,7 кА,

Базисный ток [20]:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (17)$$

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

$$I_{\delta 110} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}$$

$$I_{\delta 10} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны ПС Центральная определяется согласно данным о токах КЗ на шинах 110 кВ данного источника [20]:

$$X_{c1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_{K3}} \quad (18)$$

где I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ источника питания.

$$X_{c1} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 17,7} = 0,28 (\text{о.е.})$$

Сопротивление энергосистемы со стороны ПС Благовещенская определяется согласно данным о токах КЗ на шинах 110 кВ данного источника [20]:

$$X_{c2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{K3}} \quad (19)$$

где I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ источника питания.

$$X_{c2} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 18,9} = 0,27 (\text{о.е.})$$

Эквивалентное сопротивление ВЛ ПС Пик - ПС Центральная [27]:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l_{экв} \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2} \quad (20)$$

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

$l_{экв}$ – эквивалентная длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 6,7 \cdot 0,5 \cdot \frac{1000,0}{115^2} = 0,1 (\text{о.е.})$$

Сопротивление ВЛ ПС Пик – ПС Благовещенская:

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 3,3 \cdot 0,5 \cdot \frac{1000,0}{115^2} = 0,05 (\text{о.е.})$$

Сопротивление обобщенной нагрузки [20]:

$$X_H = 1,2 \cdot \frac{S_6}{\sqrt{P_{Робц}^2 + Q_{Робц}^2}} \quad (21)$$

$$X_H = 1,2 \cdot \frac{1000,0}{\sqrt{20,0^2 + 6,0^2}} = 31,42 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление трансформаторов, установленных на подстанции Пик определяется по следующей формуле [20]:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (22)$$

где $u_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000,0}{16,0} = 4,2 \text{ (о.е.)}$$

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС.

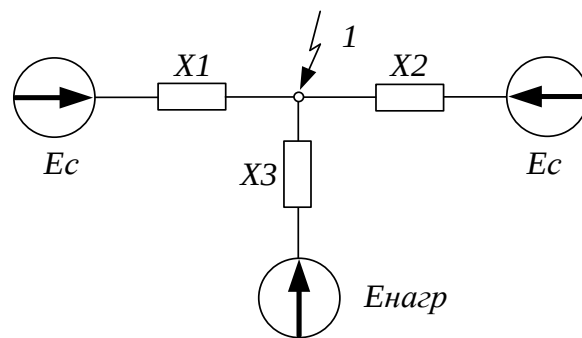


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} \quad (23)$$

$$X1 = 0,28 + 0,1 = 0,38 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2} \quad (24)$$

$$X_2 = 0,27 + 0,05 = 0,32 \text{ (о.е.)}$$

$$X_3 = 0,5 \cdot X_T + X_H \quad (25)$$

$$X_3 = 0,5 \cdot 4,2 + 31,42 = 115,44 \text{ (о.е.)}$$

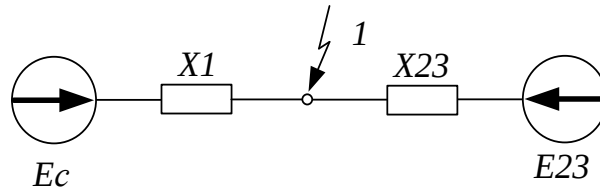


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{23} = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} \quad (26)$$

$$X_{23} = \frac{0,32 \cdot 115,44}{0,32 + 115,44} = 0,31 \text{ (о.е.)}$$

$$E_{23} = \frac{E_c \cdot X_3 + E_H \cdot X_2}{X_2 + X_3} \quad (27)$$

$$E_{23} = \frac{1 \cdot 115,44 + 0,85 \cdot 0,32}{115,44 + 0,32} = 0,97 \text{ (о.е.)}$$

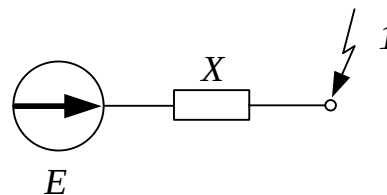


Рисунок 10 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

Определяем результирующие значения сопротивления и ЭДС:

$$X = \frac{X_1 \cdot X_{23}}{X_1 + X_{23}} \quad (28)$$

$$X = \frac{0,38 \cdot 0,31}{0,38 + 0,31} = 0,25 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X_{23} + E_{23} \cdot X_1}{X_{23} + X_1} \quad (29)$$

$$E = \frac{1 \cdot 0,38 + 0,97 \cdot 0,31}{0,38 + 0,31} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке КЗ-1 [20]:

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{\text{б110}} \quad (30)$$

$$I_{no} = \frac{0,98}{0,25} \cdot 5,02 = 14,91 \text{ (кА)}$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле [20]:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (31)$$

где t_{OB} – полное время отключения выключателя
 T_a – постоянная времени.

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 14,91 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,03}} = 3,98 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по следующей формуле [20]:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (32)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 14,91 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 36,19 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса проводится по следующей формуле [20]:

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cv} + T_a) \quad (33)$$

где t_{pz} - максимальное время работы резервной защиты;

t_{cv} - собственное время отключения выключателя;

Для точки КЗ-1:

$$B_{\kappa} = 14,91^2 \cdot (1,5 + 0,05 + 0,03) = 351,24 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет суммарных токов короткого замыкания для точки 2 результаты расчета сводятся в таблицу 5:

Таблица 5 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} (кА)	I_{at} (кА)	$I_{y\partial}$ (кА)	B_{κ} (кА ² с)
1	14,91	3,98	36,19	351,24
2	22,21	5,83	53,91	779,39

На основании полученных данных о токах короткого замыкания в дальнейшем будет производиться проверка выбранного электротехнического оборудования на ПС Пик

4 РАЗРАБОТКА ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ПС ПИК

В данном разделе рассмотрим выбор конструктивного исполнения подстанции Пик, при этом следует учитывать то что данный объект находится на открытой местности и поэтому выполнение распределительного устройства высокого напряжения открытым является наиболее экономически обоснованным т.к. оборудование для него будет иметь меньшую стоимость по сравнению с КРУЭ расположенном в помещении. При этом распределительное устройство низкого напряжения выполняется размещенным в отдельном здании для удобства обслуживания оперативным и ремонтным персоналом.

На открытом распределительном устройстве в соответствии с климатической характеристикой района принимаются к установке элегазовые баковые выключатели тип ВЭБ с встроенными во ввод трансформаторами тока, в одном здании будут расположены: КРУ 10 кВ, помещение релейных панелей и помещение ОПУ.

Распределительное устройство 10 кВ будет выполнено с использованием ячеек КРУ с выкатными элементами. Трансформатор собственных нужд будет расположен непосредственно ячейке КРУ.

В качестве системы молниезащиты принимаются четыре отдельно стоящих молниеотвода совмещенных с мачтами освещения, высота молниеотвода оставляет 25 м

Рассмотрим подробно принятые типы распределительных устройств для данной ПС принципиальная однолинейная схема ПС Пик представлена на рисунке 11:

РУ 110 кВ: Учитывая принятый тип подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения – отпаечная ПС, принимаем схему РУ 110-4Н

«два блока трансформатор - линия с выключателями и неавтоматической перемычкой».

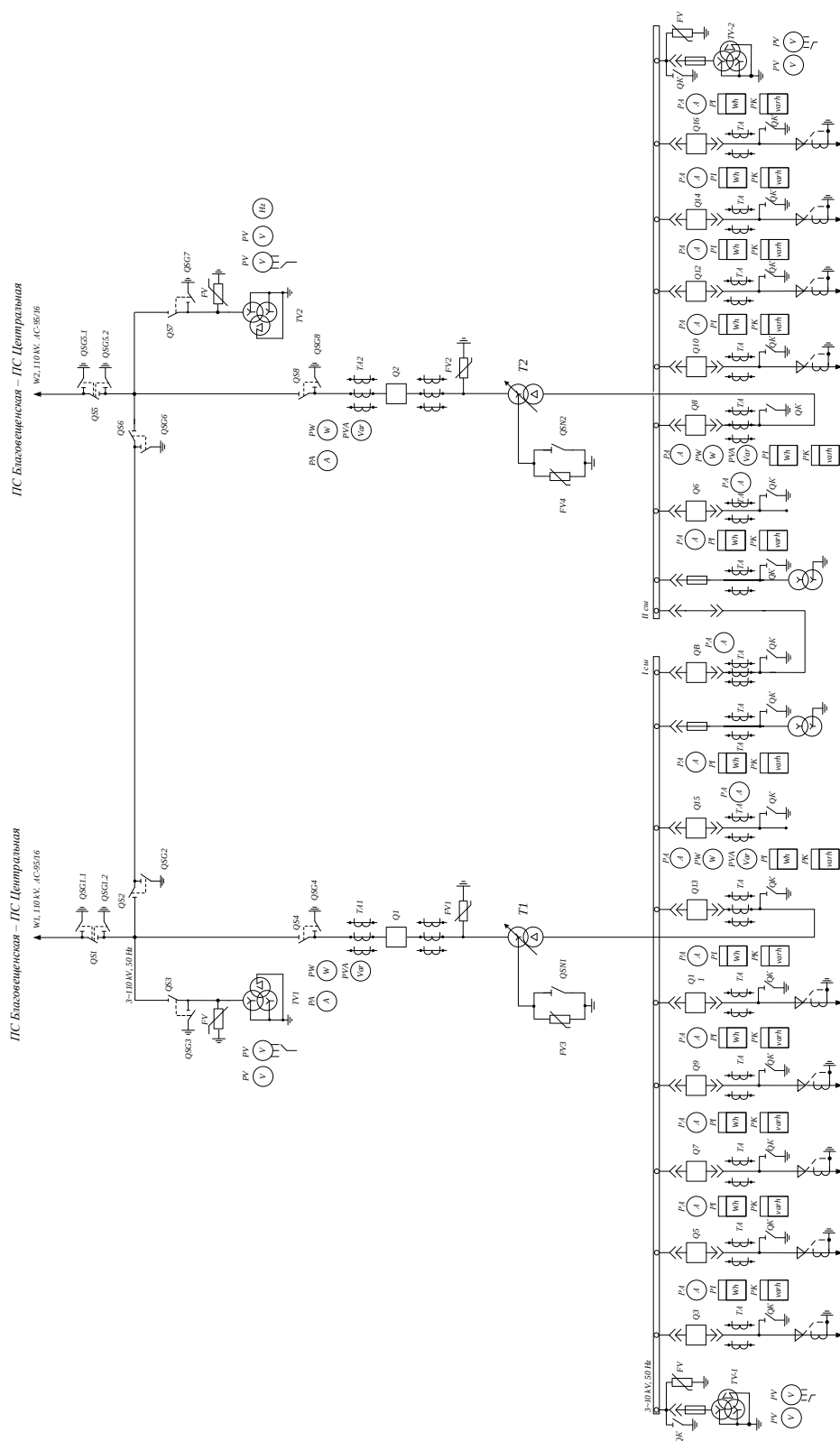


Рисунок 11 – Принятая однолинейная схема ПС Пик

Основным достоинством данной схемы является ее минимальный набор оборудования и простота обслуживания оперативным персоналом. Схема имеет возможность при выводе в ремонт какой-либо из линий оставлять в работе оба силовых трансформатора благодаря наличию ремонтной перемычки. Данная схема РУ обеспечивает надежность питания потребителей второй категории.

РУ 10 кВ: В данном случае принимается стандартная схема для всех ПС подобного типа: «одна секционированная система шин», при этом в качестве секционного аппарата применяется выключатель с устройством АВР (автоматического ввода резерва), данная схема РУ так же по своей конструкции обеспечивает требуемую надежность питания потребителей первой категории. Следует отметить простоту конструкции и высокую надёжность данной схемы РУ, при этом в случае необходимости замена неисправного выключателя занимает несколько минут.

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС ПИК

Выбор электротехнического оборудования на рассматриваемом объекте в частности на подстанции Пик является неотъемлемой частью данной работы, поэтому в данном разделе будет производиться выбор коммутационного оборудования, измерительного, а также иного силового и защитного оборудования.

Выбор основывается на данных о максимальных рабочих токах и уровне номинальных напряжений, а также о токах короткого замыкания, которые были определены в предыдущем разделе.

Всё коммутационное оборудование будет выбираться по номинальному току и номинальному напряжению, и после этого проверяться на коммутационную, динамическую и термическую стойкость по условию протекания токов короткого замыкания.

Выключатели, разъединители будут проверяться также по тепловому импульсу, который представляет собой количество тепла выделяемого при протекании тока короткого замыкания и соответственно всё принятое оборудование должно проходить и данную проверку.

Трансформаторы тока и напряжения должны проходить проверку по вторичной нагрузке, и соответственно данная нагрузка не должна превышать заданную нагрузку, которая соответствует данным трансформаторам тока и напряжения в заданном классе точности.

В данном разделе будет произведен выбор проводников для распределительных устройств высокого и низкого напряжения на подстанции Пик.

В качестве защитных аппаратов для обеспечения безопасного электроснабжения в случае попадания грозовых импульсов в данной работе рассматриваются нелинейные ограничители перенапряжений, которые защищают такое электрооборудование как силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, которые наиболее подвержены грозовому

воздействию. Определяем максимальные рабочие трансформаторных выключателей 110 кВ ПС Пик по следующей формуле исходя из утяжеленного режима работы силовых трансформаторов (загрузка 140 %) [6]:

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (34)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{ном}$ – номинальное напряжение стороны ВН (кВ);

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot 16,0}{\sqrt{3} \cdot 110} = 118,0 \text{ (А)}.$$

Для трансформаторных выключателей 110 кВ:

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,0 \text{ (А)}.$$

Максимальный рабочий ток секционного выключателя 10 кВ определяется по следующей формуле [6]:

$$I_{мсв10} = \frac{I_{м10}}{2}$$

$$I_{мсв10} = \frac{1293,0}{2} = 646,5 \text{ (А)}.$$

Максимальный рабочий ток выключателя 10 кВ отходящего присоединения определяется согласно исходным данным:

$$I_{мотх10} = 222,16 \text{ (А)}.$$

5.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки [6]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (35)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (36)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Принимаем на ПС Пик, в соответствии с климатическими условиями, рассмотренными в пункте, элегазовые выключатели российского производства бакового типа марки ВЭБ-110 П-20/2000 УХЛ1. Привод выключателя пружинный типа ППрК-УЭТМ-2400 С.

Проверка термической стойкости проводится по максимальному току [6]:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (37)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Проверка динамической стойкости проводится по максимальному току [6]:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (38)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 6:

Таблица 6 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	2000	118,0	$I_{ном} \geq I_{м}$
$I_{откл}$ (кА)	20	14,91	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	20	14,91	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{ник}$ (кА)	102	36,19	$I_{ник} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	12,46	3,98	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв}$ (кА)	102	36,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	1200	351,24	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят проверку по всем параметрам

5.2 Выбор разъединителей 110 кВ

Принимаем разъединители российского производства марки РГП-СЭЩ-2-110/1000 УХЛ1 с приводом ПД-14. Сравнение параметров показано в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	1000	118,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	80	36,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	2790,75	351,24	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	930,25 (заземляющие ножи)	351,24	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выбранный разъединитель будет использоваться как в ремонтной перемычке, так на трансформаторных выключателях и на трансформаторах напряжения, выбранные разъединители указаны на листе графической части.

5.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Трансформаторы тока 110 кВ принимаются встроенные в выключатели.

Расчет общего сопротивления вторичных цепей [6]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\kappa} \quad (39)$$

Сопротивление контактов $r_{\kappa} = 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов [6]:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (40)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление провода;

l - длина проводов, для РУ 110 кВ подстанции 100 м;

F - сечение провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление проводов (для 110 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов [6]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (41)$$

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

I_2 - вторичный ток.

Принимаем измерительный комплекс российского производства Ресурс Е4. Расчет нагрузки приведен в таблице 8

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока установленных в трансформаторных выключателях 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ	Ресурс Е4	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{np}=1,62$ ВА. Сопротивление приборов на стороне 110 кВ:

$$r_{приб} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ:

$$Z_{2,110} = 0,71 + 0,06 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Принимаем встроенный трансформатор тока на стороне 110 кВ ПС Пик номинальным током 150А.

Сравнение параметров выбранного встроенного трансформатора тока приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка встроенного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока в классе точности 0,5		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$Z_{2ном} \text{ (Ом)}$	20	0,87	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$I_{ном} \text{ (А)}$	150	118,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

5.4 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

Трансформаторы выбираются и проверяются по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} \geq S_2 \tag{42}$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 110 кВ ПС Пик приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	2	10
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	Ресурс Е4	2	1,0
Счетчик РЭ			
Сумма			32

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1 с соответствующим номинальным напряжением 110 кВ.

Таблица 11 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора напряжения в классе точности 0,5		Расчетные данные	Условия проверки
Номинальная вторичная нагрузка	400 ВА	32 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Выбранные трансформаторы напряжения проходят по всем требованиям.

5.5 Выбор гибких шин 110 кВ

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 118,0 А, следовательно, принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения ВЛ АС 95/16 с максимально допустимым током 390 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Т.к. ток короткого замыкания менее 20 кА поэтому на схлестывание данные проводники не проверяются.

Проводим проверку по условиям коронирования, определяем начальную критическую напряженность на проводе по формуле (кВ) [6]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (43)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,744}} \right) = 34,46 \text{ (кВ)}$$

Определяем напряженность на проводе по формуле [6]:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (44)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,744 \cdot \lg \frac{378}{0,744}} = 20,217 \text{ (кВ)}$$

Отсутствие коронирования определяем по условию [6]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (45)$$

$$21,63 \leq 31,01$$

Сечение проходит по требованиям, следовательно, его оставляем.

5.6 Выбор выключателей КРУ 10 кВ

Выбор и проверка выключателей 10 кВ выполняется по формулам аналогичным для выключателей 110 кВ. По полученным результатам принят

вводной выключатель российского производства ВВЭ-М-10-1600-40У1 с электромагнитным приводом в составе КРУ -СЭЩ. Сравнение параметров в показано в таблице 12:

Таблица 12 – Выбор и проверка вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} (кВ)$	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном} (А)$	1600	1293,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл} (кА)$	40	22,21	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл} (кА)$	40	22,21	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{пик} (кА)$	81	53,91	$I_{пик} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а} (кА)$	16,96	5,83	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв} (кА)$	81	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} (кА^2с)$	4800	779,39	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит проверку далее выбираем секционный выключатель 10 кВ, принимаем первоначально ВВЭ-М-10-1000-40У1 с электромагнитным приводом, Сравнение параметров в показано в таблице 13:

Таблица 13 – Выбор и проверка секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} (кВ)$	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном} (А)$	1000	646,5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл} (кА)$	40	22,21	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл} (кА)$	40	22,21	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{пик} (кА)$	81	53,91	$I_{пик} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а} (кА)$	16,96	5,83	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв} (кА)$	81	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} (кА^2с)$	4800	779,39	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит проверку, далее выбираем выключатель отходящего присоединения 10 кВ, принимаем первоначально ВВЭ-М-10-630-40У1 с электромагнитным, Сравнение параметров в показано в таблице 14:

Таблица 14 – Выбор и проверка выключателя 10 кВ присоединения

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} (кВ)$	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном} (А)$	630	222,16	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл} (кА)$	40	22,21	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл} (кА)$	40	22,21	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{пик} (кА)$	81	53,91	$I_{пик} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а} (кА)$	16,96	5,83	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв} (кА)$	81	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} (кА^2с)$	4800	779,39	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Все выключатели прошли проверку их принимаем к установке

5.7 Выбор трансформаторов тока КРУ 10 кВ

Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ выполняется по формулам аналогичным для 110 кВ.

Сопротивление проводов (для РУ 10 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов:

Расчет вторичной нагрузки приведен в таблице 15, 16, 17.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в ячейках вводных выключателей 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ	Ресурс Е4	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока выключателя 10 кВ присоединения

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ	Ресурс Е4	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ вводного выключателя $S_{np} = 1,62$ ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ трансформатора тока секционного выключателя $S_{np} = 0,5$ ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ трансформатора тока выключателя присоединения $S_{np} = 0,5$ ВА.

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{0,62}{5^2} = 0,03 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока вводного выключателя 10 кВ:

$$Z_{2,10} = 0,43 + 0,06 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ:

$$Z_{2,10св} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока выключателя 10 кВ присоединения:

$$Z_{2,10np} = 0,43 + 0,03 + 0,1 = 0,56 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ в ячейках вводных выключателей ПС Пик типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 1500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка ТТ в ячейках вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	1500	1293,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	82	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3675,0	779,39	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,59	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформатор тока 10 кВ в секционного выключателя ПС Пик типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 750 А. Сравнение параметров приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор и проверка ТТ в ячейке секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	750	646,5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	82	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3675,0	779,39	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,55	$z_{2ном} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформаторы тока по стороне 10 кВ в ячейках присоединений ПС Пик типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка ТТ в ячейках выключателей 10 кВ присоединений

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	300	222,16	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	82	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3675,0	779,39	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,56	$z_{2ном} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

5.8 Выбор трансформаторов напряжения КРУ 10 кВ

Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ выполняется по формулам аналогичным для 110 кВ.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 10 кВ ПС Пик приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	ЕМ-06	2	4
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	Ресурс Е4	13	1,0
Счетчик РЭ			
Сумма			27

Принимаем для РУ 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10 с соответствующим номинальным напряжением 10 кВ.

Сравнение параметров принятого трансформатора напряжения приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора напряжения в классе точности 0,5		Расчетные данные	Условие проверки
Номинальная вторичная нагрузка	75 ВА	27 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

5.9 Выбор жестких шин КРУ 10 кВ

Проводим выбор жестких шин для распределительного устройства низкого напряжения ПС Пик. Максимальный рабочий ток нагрузки в данном случае составляет 1293,0 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80×6 мм (4,8 см²). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на тепловую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания [6]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (46)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{779,39}}{91} = 0,31 \text{ (см}^2\text{)}$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей 10 кВ.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверка электродинамической стойкости [6]:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} \quad (47)$$

где J – момент инерции шины (см³см).

Q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см²)

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \text{ (м)}$$

Расчет момента инерции [6]:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (48)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3\text{см)}$$

Принимаем пролет между изоляторами 10 кВ 0,9 м.

Расчет наибольшего усилия [6]:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \quad (49)$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания (А)

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{53910^2}{0,4} = 1523,01 \text{ (Н/м)}$$

Расчет момента сопротивления [6]:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (50)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)}$$

Расчет механического напряжения в проводе при КЗ [18]:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (51)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{53910^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 15,92 \text{ (МПа)}$$

Полученное значение не превышает предельного для данного материала 63 МПа, расчет окончен и данные шины могут быть приняты для установки в РУ 10 кВ ПС Пик.

5.10 Выбор опорных изоляторов КРУ 10 кВ

Выбор проводится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению [6]:

$$U_{ном} \geq U_{номсети} \quad (52)$$

2) по механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (53)$$

где $F_{разр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (54)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{53910^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 1523,01(\text{Н})$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ1 с номинальным усилием разрушения 8000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 1523,01(\text{Н})$$

Неравенство выполняется, следовательно, данный тип изолятора принимаем для установки в КРУ 10 кВ ПС Пик

5.11 Выбор проходных изоляторов КРУ 10 кВ

Выбор проводится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети} \quad (55)$$

2) по механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (56)$$

3) по номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (57)$$

Выбираем по номинальному напряжению и номинальному току проходной изолятор типа ИППУ-10/2000-12,5 УХЛ1 с номинальным усилием разрушения 12500 Н, проверяем:

1) по номинальному напряжению:

$$12,0 \geq 10,0(\text{кВ})$$

2) по механической нагрузке:

$$12500 \cdot 0,6 = 7500 \geq 1523,01(\text{Н})$$

3) по номинальному току:

$$2000 \geq 1293,0(A)$$

Неравенства выполняются, следовательно, данный тип изолятора принимаем для установки в КРУ 10 кВ ПС Пик

5.12 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчётная нагрузка потребителей ПС Пик приведены в таблице 23:

Таблица 23 – Расчетная нагрузка потребителей СН ПС Пик

Вид потребителя	Расчетная мощность приемник (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 10 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 10 кВ	4
Освещение ячеек 10 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	36,16

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС Пик [6]:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онт}}$$

$$S_p = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)}.$$

Принимаем сухой защищенный трансформатор типа ТСЗ 40 10/0,4 номинальной мощностью 40 кВА

6 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

6.1 Защита от прямых ударов молнии

В данном случае применяется многократный молниеотвод состоящий из четырех молниеотводов два из которых расположены на линейных порталах, а два одельностоящие - совмещенные с прожекторными мачтами. Высота молниеотвода над уровнем земли, принимается 19 м, нумерация и расстояние между молниеотводами представлено в графической части работы.

Рассмотрим подробно расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 2.

Находим эффективную высоту молниеотвода [28]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (58)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли [28]:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (59)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ (м)}$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала [28]:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} \quad (60)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

$$r_x = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19-11)}{(19+11)} = 9,19 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов, расположенных на заданном расстоянии друг от друга (на примере молниеотводов 1-2) [28]:

$$h_c = h - \frac{L}{7} \quad (61)$$

где L – расстояние между молниеотводами 2-4 в данном случае составляет 44 м.

$$h_c = 19 - \frac{47}{7} = 12,28 \text{ (м)}$$

Находим половину ширины внешней:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} \quad (62)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{12,28 - 11}{1 + \frac{11}{13,28}} = 2,2 \text{ (м)}$$

Аналогично проводится расчет молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчета приведены в таблице 24

Таблица 24 – Расчет молниезащиты ПС Пик

Пара молниеотводов	L (м)	h (м)	$h_{эф}$ (м)	h_c (м)	r_0 (м)	r_x (м)	r_{cx} (м)
1 - 2	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
1 - 3	21,0	19	16,15	16,0	20,18	9,19	5,73
3 - 4	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
2 - 4	29,0	19	16,15	14,65	20,18	9,19	4,51

Расчет так же приведен в приложении А, на рисунке 12 представлена схема молниезащиты ПС Пик

6.2 Защита от набегающих волн перенапряжений

Проводим выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия [28]:

$$U_{ном} \geq U_{раб} \quad (63)$$

Принимаем первоначально ОПН-110/10/77/400 УХЛ1 по номинальному напряжению 110 кВ.

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{ном.макс} \geq U_{раб.макс} \quad (64)$$

$$U_{раб.макс} = \frac{1,15 \cdot U_{раб}}{\sqrt{3}} \quad (65)$$

$$U_{раб.макс} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44\text{кВ}$$

$$105\text{кВ} \geq 89,44\text{кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (66)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}$$

где - $U_{исп50}$ - 50% - ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 128 кВ, согласно СТО 34.01-23.1-001-2017 объем и нормы испытаний электрооборудования.

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 128 = 219,3 \text{ кВ}$$

$$175 \leq 219,3 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$175 \leq 182,75 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25) \quad (67)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений(450);

$$A_{вн} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,61 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25) \quad (68)$$

$$A_{гр} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{гр} = 0,61 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 25 - Параметры ОПН 110 кВ

Тип ОПН	ОПН-110/10/77/400 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	175
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке. Выбор ОПН так же приведен в приложении Б.

Проводим выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

ОПН выбираем по следующим условиям:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

Наибольшее допустимое напряжение ОПН $U_{наиб.доп}$ должно быть больше наибольшего рабочего напряжения в сети или оборудовании:

$$U_{наиб.доп} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{наиб.раб.} \quad (69)$$

где $(1,02 - 1,05)$ - коэффициент, учитывающий гармоники высшего напряжения.

$$13,0 \geq 1,05 \cdot 12,0 = 12,6(\text{кВ})$$

2) По длине пути утечки оборудования:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.оборуд.} \quad (70)$$

где $L_{ут.оборуд.}$ - длина пути утечки оборудования, находящаяся по формуле

$$L_{ут.оборуд.} = \lambda_{э} \cdot U_{нор} = 16 \cdot 10,5 = 168,0 \text{ мм}, \text{ где } \lambda_{э} \text{ равен } 16-20 \text{ мм/кВ для}$$

загрязнения I степени (минимальное загрязнение и сухой климат для степного района), а $U_{нор}$ - напряжение в сети, кВ.

$$L_{ут} = 1,2 \cdot 168,0 \cdot 10^{-2} = 20,6 (\text{см})$$

3) По классу энергоемкости

Принимаем ОПН 10 УХЛ1. Сравнение его технических характеристик с расчетными будет указано в таблице 26

Таблица 26 – Технические характеристики ОПН-10 УХЛ1

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	13	12,6
Номинальное напряжения ОПН, кВ	10	10
Длина пути утечки оборудования, см	30	20,6
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	2 - До 3	2,3

Оборудование прошло все проверки выбор ОПН окончен

7 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Сопротивление искусственного заземлителя для ПС Пик не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС Пик представлены в графической части работы:

$$A = 65 \text{ (м)}$$

$$B = 36 \text{ (м)}$$

Эквивалентное сопротивление грунта ПС Пик согласно исходным данным $\rho_{\Sigma} = 50 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}$

Определяем площадь контура заземления ПС Пик:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (71)$$

$$S = (65 + 3) \cdot (36 + 3) = 2652 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,01 \text{ м}$:

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (72)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (73)$$

где - I_M - ток молнии для Амурской области (кА)

T - максимальное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{40,0^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 4,12 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость выполняется по следующему выражению:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (74)$$

где - a_k , b_k , c_k , d_k - вспомогательные коэффициенты

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (75)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Сечение не проходит проверку на коррозионную стойкость, следовательно, принимаем:

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

Сечение вертикальных электродов с сети заземления:

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Данное сечение соответствует проверке по коррозионной стойкости его оставляем для дальнейших расчетов.

Принимаем первоначально расстояние между полосами горизонтальных электродов в сети заземления:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке

$$L_n = \frac{(A+3)(B+3)}{l_{nn}} + \frac{(B+3)(A+3)}{l_{nn}} \quad (76)$$

$$L_n = \frac{(65+3)(36+3)}{5} + \frac{(36+3)(65+3)}{5} = 1060,8 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (77)$$

$$m = \frac{1060,8}{2 \cdot \sqrt{2652}} = 10,9$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (78)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сетке заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \quad (79)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2652} (11+1) = 1235,9 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке заземления:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (80)$$

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{2652}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,56$$

Принимаем: $n_{\epsilon} = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов в сетке заземления:

$$l_g = 2,5 \text{ (м)}$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho_{\Sigma} \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (81)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

$$R_c = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2652}} + \frac{1}{1235,9 + 2,5 \cdot 15} \right) = 0,31 \text{ (Ом)}$$

Определяем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (82)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2652}}{(21 + 320) \cdot (40,0 + 45)}} = 1,45$$

$$R_u = R_c \cdot \alpha_u \quad (83)$$

$$R_u = 0,31 \cdot 1,45 = 0,45 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения 0,5 Ом, расчет окончен. Расчет заземляющего устройства так же приведен в приложении В.

Схема заземления ПС Пик представлена на рисунке 13

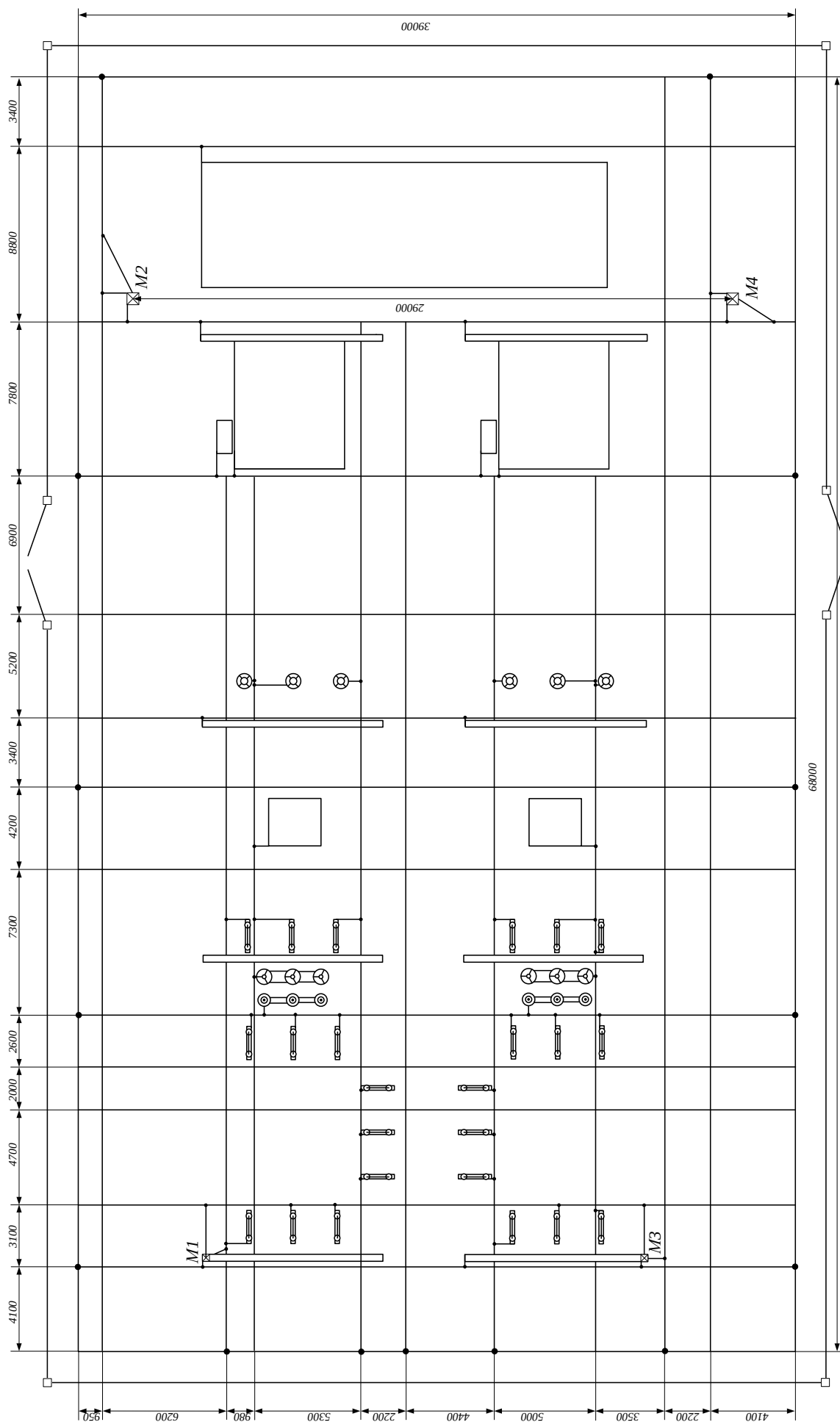


Рисунок 13 – Схема заземления ПС Пик

8 РАЗРАБОТКА МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС ПИК

В данном разделе рассмотрим основные защиты силовых трансформаторов для ПС Пик

В качестве основных защит принимаем [25]:

- дифференциальную защиту - от междуфазных и однофазных коротких замыканий на трансформаторе.

- Газовую защиту - от однофазных, междуфазных коротких замыканий внутри корпуса трансформатора и внутри корпуса РПН, от упуска масла

В качестве резервных защит принимаем:

- Максимальную токовую защиту - от междуфазных и однофазных коротких замыканий

- Защиту от перегрузки при ненормальных режимах работы.

8.1 Дифференциальная защита

Защиту трансформатора выполняем на терминале Сириус.

Выбираем коэффициенты трансформации:

$$I_{1TT} \geq I_{TTH} \quad (84)$$

где I_{TTH} – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{2ПП} = \frac{I_{THOM}}{K_{TA}} \quad (85)$$

Выбираем трансформаторы тока ВН, определяем первичный ток.

$$I_{BH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,32 \text{ (A)}$$

Принимаем коэффициент трансформации ТТ 100/5, определяем вторичный ток

$$I_{2BH} = \frac{80,32 \cdot 5}{100} = 4,02 \text{ (A)}$$

Выбираем трансформаторы тока НН, определяем первичный ток.

$$I_{HH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 879,77 \text{ (A)}$$

Принимаем коэффициент трансформации ТТ 1000/5, определяем вторичный ток

$$I_{2HH} = \frac{879,77 \cdot 5}{1000} = 4,4 \text{ (A)}$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{OTS} \cdot I_{HBP}$$

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (86)$$

где K_{OTS} – коэффициент отстройки;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{РЕГ}$ – относительная погрешность,

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (87)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{HBP} \cdot I_{CKB} - 0,7}{I_{CKB} - I_{TP}} \quad (88)$$

$$I_{TACЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (89)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта.

Расчетный ток небаланса.

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{ПЕР} + \Delta f_{БЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{OTC} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{ПЕР} + \Delta f_{БЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 27:

Таблица 27 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T,расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (90)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

8.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 16000 кВА на подстанции Пик, данная защита

используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

В качестве газового реле применяем реле Бухгольца.

8.3 Защита от перегрузки

Определяем ток срабатывания защиты от перегрузки на ПС Пик с действием на отключение определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{омс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} \quad (91)$$

$$I_{CЗ1} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 131,42 = 172,49 \text{ (A)}$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки принятого типа реле.

k_{ϵ} – коэффициент возврата принятого типа реле

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{172,49}{(200/5)} = 4,11 \text{ (A)}$$

8.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 110 кВ ПС Пик.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ трансформаторов ПС Пик:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} \quad (92)$$

$$I_{CЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 131,42 = 295,69 \text{ (A)}$$

где k_i – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_{\epsilon} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_{CЗ}} \quad (93)$$

$$k_y = \frac{22,21 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 115)}{295,69} = 7,18$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{295,69}{(200 / 5)} = 7,06 \text{ (A)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

9 АВТОМАТИКА, ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПС ПИК

9.1 Автоматика ввода резерва

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ ПС Пик для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

9.2 Автоматическая частотная разгрузка

Автоматическая частотная разгрузка - элемент противоаварийной автоматики распределительных подстанций, который предназначен для предотвращения падения частоты энергосистемы в случае резкого уменьшения количества активной мощности в электрической сети.

Благодаря АЧР в случае возникновения дефицита вырабатываемой мощности на электростанциях энергетическая система остается работоспособной и обеспечивает электроснабжение наиболее ответственных потребителей, отключение которых недопустимо, так как может привести к различным негативным последствиям.

Прежде всего, это потребители первой категории, отключение которых несет опасность для жизни людей или может повлечь за собой большой материальный ущерб. Вторые по важности – это потребители второй категории надежности электроснабжения, отключение которых приводит к нарушению нормального цикла работы предприятий, различных систем и коммуникаций населенных пунктов.

Кроме того, резкое падение частоты в энергосистеме может привести к нарушению нормальной работы электрических станций. То есть если не принимать никаких мер, то снижение частоты будет продолжаться, что повлечет за собой полный развал энергосистемы.

Автоматическая частотная разгрузка в случае снижения частоты ниже установленного значения производит автоматическое отключение части потребителей от электрической сети, чем обеспечивает снижение дефицита вырабатываемой активной мощности в электрической сети. Уменьшение дефицита мощности в свою очередь способствует повышению частоты электрической сети до требуемого значения 50 Гц.

9.3 Автоматическое повторное включение

Значительная часть коротких замыканий (КЗ) на воздушных ЛЭП, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и др. причинами, при достаточно быстром отключении повреждения релейной защитой самоустранивается. Такие самоустраниющиеся повреждения принято называть неустойчивыми.

Доля неустойчивых повреждений согласно статистическим исследованиям составляет 50-90%.

Обычно, при ликвидации аварии оперативный персонал производит опробование линии путём обратного включения под напряжение. Эта операция называется повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остаётся в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях называют успешными.

При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает КЗ, и она вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий на устойчивые повреждения называют неуспешными.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных ЛЭП напряжением выше 1 кВ. Успешность действия АПВ составляет 50-90%. АПВ восстанавливает нормальную схему и при ложном действии релейной защиты.

Неустойчивые КЗ часто бывают и на шинах подстанций. Поэтому на ПС оборудованных быстродействующей защитой, также применяется АПВ.

Устройствами АПВ оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. АПВ трансформаторов должно действовать только, если трансформатор был отключен максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключен защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов составляет 70-90%.

АПВ используется и на кабельных линиях напряжением 6-10 кВ. Несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ составляет 40-60%. Это

объясняется тем, что АПВ восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на шинах, при отключении линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях защиты.

Устройствами АПВ оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. АПВ трансформаторов должно действовать только, если трансформатор был отключен максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключен защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов составляет 70-90%.

10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВВОДА ПС ПИК

При технико экономическом обосновании строительства ПС Пик будем выполнять расчет статических приведенных затрат.

Расчет статических приведенных затрат выполняется по формуле:

$$З = E \cdot K + I_{\Sigma} \quad (94)$$

где I_{Σ} – суммарные годовые издержки;

E – норма дисконтирования.

Первоначально выполняем расчет, определяем капиталовложения по укрупненным стоимостным показателям.

Определяем стоимость распределительных устройств ПС Пик (количество выключателей 110 кВ – 2, количество выключателей 10 кВ - 14):

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{пер} \cdot K_p \quad (95)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент пересчета от базовых показателей на год проекта (равен 15,28 по отношению к 2025 году);

K_p - районный коэффициент Дальнего востока для ПС –1,5;

$N_{яч110}$ - количество ячеек выключателей 110 кВ;

$K_{яч110}$ - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ:

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ:

$$K_{py} = (2 \cdot 7,0 + 0,16 \cdot 14) \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 530,62 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС Пик:

$$K_{тр} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (96)$$

где N_{mp} - количество трансформаторов 110 кВ:

K_{mp} - стоимость одного трансформатора 110 кВ:

$$K_{mp} = 2 \cdot 7,1 \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 324,22 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (97)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат:

$$K_{пост} = 15,00 \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 342,48 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Пик

$$K_{ПС} = 530,62 + 324,22 + 342,48 = 1197,32 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем капиталовложения на сооружения ВЛ отп. Пик – ПС Пик
(двух цепная на металлических опорах провод АС 95/16):

$$K_{ВЛ} = K \cdot L \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (98)$$

где L - протяженность рассматриваемой ВЛ (км):

K - стоимость сооружения одного километра ВЛ:

$$K_{ВЛ} = 1,5 \cdot 1,2 \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 41,26 \text{ (млн.руб.)}$$

Общие капиталовложения:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (99)$$

$$K = 1197,32 + 41,26 = 1239,58 \text{ (млн.руб.)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, а также амортизацию вычисляются по формуле:

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ам1} + K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2} \quad (100)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$ - капитальные вложения.

$$I_{AM} = 41,26 \cdot 0,1 + 1197,32 \cdot 0,067 = 81,09 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем эксплуатационные годовые издержки:

$$I_{ЭК} = \alpha_{ЭК.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (101)$$

где $\alpha_{ЭК.ВЛ} = 0,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах.

$\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС).

Определяем эксплуатационные годовые издержки:

$$I_{ЭК} = 0,008 \cdot 41,26 + 0,059 \cdot 1197,32 = 76,22 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем суммарные годовые издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭК} \quad (102)$$

$$I_{\Sigma} = 81,09 + 76,22 = 157,31 \text{ (млн.руб.)}$$

Далее проводим расчет статических приведенных затрат для первого варианта реконструкции сети:

$$З = 157,31 + 0,1 \cdot 1239,58 = 277,92 \text{ (млн. руб.)}$$

Расчет показал, что приведенные затраты при реализации первого варианта подключения ПС Пик к системе внешнего электроснабжения составят 277,92 миллиона рублей, при этом суммарные годовые издержки 157,31 миллиона рублей.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

В данной работе рассматривается проектирование трансформаторной подстанции 110/10 кВ Пик в городе Благовещенск Амурской области, предполагается установка современного оборудования включая комплектные распределительные устройства, силовые трансформаторы, так же в работе рассматривается вопрос подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения. Рассмотрим основные меры безопасности при работе в действующих электроустановках

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках:

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках:

Работы в действующих электроустановках должны проводиться [24]:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;
- по распоряжению;
- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики [19].

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания,

определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ [19].

В электроустановках напряжением до 1000В при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки [19].

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах:

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стоять! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь» [19].

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ [19].

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях:

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций

должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ [19].

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брусам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стой! Напряжение» [19].

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;
- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекачивать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;
- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;
- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;

- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

При работах на воздушных линиях электропередачи:

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно ее основания.

Для определения прочности деревянных опор должна проверяться степень загнивания древесины с откапыванием опоры на глубину не менее 0,5 м. Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры (приставки) с откапыванием грунта на глубину не менее 0,5 м [19].

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне), должны определяться на месте производителем или ответственным руководителем работ.

Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор не допускается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет ответственный руководитель работ. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть снабжены предохранительными замками.

При производстве работ с опоры, телескопической вышки, гидроподъемника без изолирующего элемента или другого механизма для подъема людей расстояние от работника, применяемого инструмента, приспособлений, канатов, оттяжек до провода (электропередачи, радиотрансляции, телемеханики), находящегося под напряжением до 1000 В, должно быть не менее 0,6 м [19].

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам (электропередачи, связи, радиотрансляции, телемеханики) на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Работы по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1000 В, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до и выше 1000 В и заземлением их с двух сторон участка работ. Работы следует выполнять по наряду-допуску бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV по электробезопасности.

11.2 Экологичность

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;

- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

Воздействие на атмосферный воздух

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;
- основные работы, включая земляные работы, строительно-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;
- сварочное оборудование;
- окраска;
- заправка топливных баков;

- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,

- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

Воздействие на атмосферный воздух

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;

- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;

- сварочное оборудование;

- окраска;

- заправка топливных баков;

- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),
- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,
- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух

Этап строительства

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;

- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;
- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;
- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.
- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Расчет маслоприемника трансформатора

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции Пик устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 25000/110/10 с размерами (м) $5,9 \times 4,6 \times 5,4$ и массой масла 15,0 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [18].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [18].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [18].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 14 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

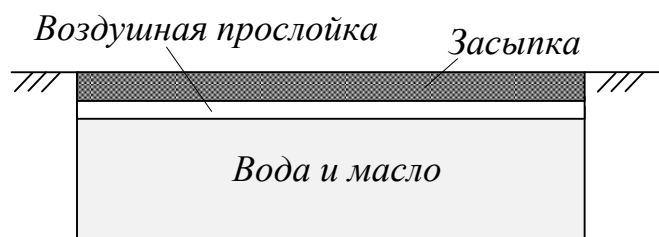


Рисунок 14 – Схематичное изображение маслоприемника трансформатора

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [2]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (103)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{15,0}{0,88} = 17,05 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [2]:

$$S_{мн} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (104)$$

где A , B – длинна и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{мн} = (5,9 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,6 + 2 \cdot 1,5) = 67,64 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [2]:

$$S_{бн} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (105)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{бн} = (5,9 + 4,6) \cdot 2 \cdot 5,4 = 113,4 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны [18]:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2))$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [2]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{он}) \cdot 10^{-3} \quad (106)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (67,64 + 113,4) \cdot 10^{-3} = 65,17 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [2]:

$$V_{тмH_2O} = V_{трм} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (107)$$

$$V_{тмH_2O} = 17,05 + 0,8 \cdot 65,17 = 69,19 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости

$V_{тмH_2O}$:

$$H_{mn} = \frac{V_{тмH_2O}}{S_{mn}} \quad (108)$$

$$H_{mn} = \frac{69,19}{67,64} = 1,02 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [18]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [18]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [18]:

$$H_{nmi} = H_{mi} + H_{en} + H_z \quad (109)$$

$$H_{nmi} = 1,02 + 0,05 + 0,25 = 1,32 \text{ (м)}$$

11.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта – ПС Пик:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения аварийных ситуаций: в первую очередь относим сюда погодные явления, обрывы проводов либо падение деревьев на них, разрушение опор воздушных линий электропередач из-за землетрясений либо наводнений, перегрузку оборудования из-за высокого потребления электрической энергии, износ оборудования в процессе его эксплуатации, человеческий фактор также

являются причиной возникновения аварий, механические повреждения в результате выполнения каких-либо монтажных либо строительных работ,

Аварийные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации: основной мерой по ликвидации ЧС на системах является своевременная и быстрая реакция специальных сил для борьбы с чрезвычайными ситуациями, необходимо вовремя выполнять ремонт электрооборудования, а также проводить информирование и разъяснение со специалистами, работающими и обслуживающими данное оборудование.

Также для борьбы с чрезвычайными ситуациями необходимо выполнять комплекс превентивных мер для снижения возникновения аварийной ситуации и либо уменьшения последствий в результате их прохождения.

В настоящее время системы электроснабжения являются очень сложными объектами с различными связями и взаимодействиями, решение вопросов связанных с проектированием таких объектов должно выполняться при использовании вычислительной техники и математических систем, связи и коммуникаций, малейшие аварии на системах электроснабжения ведут значительному материальному и моральному ущербу при отключении и потребителей электрической энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной работы были получены данные о фактических уровнях нагрузки на шинах низкого напряжения ПС Пик при этом получены такие значения как максимальная реактивная мощность нагрузки, эффективная активная и реактивная мощность нагрузки и средняя активная и реактивная мощность при этом использовались относительные значения мощности при заданном графике нагрузки потребителя рассматриваемого района.

Выбор варианта включения ПС Пик в электрическую сеть выполнялся методом разработки нескольких вариантов и определения оптимального путем технико экономического сравнения.

Выбор силовых трансформаторов выполнялся на основе расчетных данных о средней активной и реактивной мощности нагрузки при этом использовался нормативный коэффициент загрузки, принят тип трансформаторов ТДН 16000/110/10 номинальной полной мощностью 16000 кВА и номинальным напряжением стороны ВН 110 кВ и стороны НН 10 кВ при этом система охлаждения выполнена в виде естественной циркуляции масла и принудительной циркуляции воздуха, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой – РПН.

Выбор проводников линий электропередачи выполнен на основании экономических токовых интервалов с учетом климатической характеристики местности, выбраны стальные опоры и сталеалюминевый провод марки АС 95/16 сечением стального сердечника 16 мм² и алюминиевой части 95 мм², данный проводник так же проверен по условиям протекания послеаварийного тока.

Расчет токов короткого замыкания выполнялся с использованием среднего ряда напряжений и метода относительных единиц, получены такие значения как периодическая составляющая тока короткого замыкания,

апериодическая составляющая тока КЗ, ударный ток КЗ и тепловой импульс. Все полученные характеристики использованы при проверке оборудования ПС Пик.

Выбор оборудования на ПС Пик выполнялся на основании расчетных данных о максимальных значениях токов нагрузки и с последующей проверкой по условиям протекания токов КЗ, при этом для измерительных трансформаторов тока и напряжения дополнительно выполнялась проверка по вторичной нагрузке в заданном классе точности. Принято современное оборудование отечественного производства, которое хорошо зарекомендовало себя на действующих подстанциях

Расчет экономических показателей выполнялся на основании расчета статических приведенных затрат с использованием расчета суммарных капиталовложений и суммарных годовых издержек.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков, Г. И. Электробезопасность : учебное пособие для вузов / Г. И. Беляков. — Москва : Издательство Юрайт, 2021. — 125 с
- 2 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.
- 3 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб.- метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов / АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017
- 4 Герасимова В.Г., Электротехнический справочник Т.2: Электротехнические изделия и устройства / Герасимова В.Г. - М. : Издательский дом МЭИ, 2017
- 5 Герасимова В.Г., Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Герасимова В.Г. - М. : Издательский дом МЭИ, 2017.
- 6 Герасимова В.Г., Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 4. Использование электрической энергии / Герасимова В.Г. - М. : Издательский дом МЭИ, 2017
- 7 Гужов Н.П., Системы электроснабжения : учебник / Гужов Н.П. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. - 258 с.
- 8 Долин П.А., Электробезопасность. Теория и практика : учебное пособие для вузов / П.А. Долин, В.Т. Медведев, В.В. Корочков, А.Ф. Монахов; под ред. В.Т. Медведева. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : Издательский дом МЭИ, 2012. - 280 с.
- 9 Занько, Н.Г. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : учеб. / Н.Г. Занько, К.Р. Малаян, О.Н. Русак. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2017. — 704 с.

10 Каракеян, В. И. Безопасность жизнедеятельности : учебник и практикум для вузов / В. И. Каракеян, И. М. Никулина. — 3-е изд., перераб. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 313 с

11 Карташев И. И. Управление качеством электроэнергии [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов ; под ред. Ю. В. Шарова. - 2-е изд., 12 перераб. и доп. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2008. - 355 с.

12 Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование : учебное пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова. — 3-е изд., испр. — Санкт-Петербург : Лань, 2021. — 192 с

13 Лыкин, А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов / А. В. Лыкин. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 360 с

14 Монаков В.К. Электробезопасность [Электронный ресурс] : теория и практика / В.К. Монаков, Д.Ю. Кудрявцев. — Электрон. текстовые данные. — М. : Инфра-Инженерия, 2017. — 184 с.

15 Мясоедов, Юрий Викторович. Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с.

16 Наумов, Игорь Владимирович. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

17 Немировский А.Е., Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / Немировский А.Е. - М. : Инфра-Инженерия, 2018. - 148 с

18 Правила устройства электроустановок. — 7-е изд., перераб и доп. — И.:Энергоатомиздат, 2016.

19 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказ от 15 декабря 2020 года N 903н) (с изменениями на 29 апреля 2022 года)

20 Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах : учебное пособие / С. А. Ерошенко, А. О. Егоров, М. Д. Сенюк, М. Р. Загидуллин, К. А. Зиновьев, А. И. Хальясмаа ; науч. ред. С. Н. Шелюг, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина. - Екатеринбург : Издательство Уральского университета, 2019. - 107 с.

21 Русина, А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебное пособие для вузов / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 399 с

22 Рысин Ю.С. Основы электробезопасности [Электронный ресурс] : учебное пособие для бакалавров технических направлений подготовки / Ю.С. Рысин, С.Л. Яблочников. — Электрон. текстовые данные. — Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. — 75 с.

23 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозные перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Издво Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с

24 Савина Н. В. Качество электроэнергии [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 182 с

25 Сивков, А. А. Основы электроснабжения : учебное пособие для вузов / А. А. Сивков, А. С. Сайгаш, Д. Ю. Герасимов. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 173 с

26 Системы электроснабжения: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.01 и 13.03.02. / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская - Благовещенск: Изд-во АмГУ, – 2017. 136 с.

27 Старшинов В.А., Электрическая часть электростанций и подстанций : учебное пособие / Старшинов В.А. - М. : Издательский дом МЭИ, 2019.

28 Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : метод. указания к практическим занятиям / АмГУ, Эн. ф ; сост.: Н. В. Савина, П. П. Проценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 106 с.

29 Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для вузов / В. Я. Ушаков. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 446 с.

30 Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебник / Т.А. Филиппова. — Электрон. текстовые данные. — Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2014. — 294 с

31 Фролов, Ю. М. Основы электроснабжения: учебное пособие / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. — Санкт-Петербург : Лань, 2021. — 480 с.

32 Электроснабжение: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская - Благовещенск: Изд-во АмГУ, – 2017

ПРИЛОЖЕНИЕ А - Расчет молниезащиты

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

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

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ (м)}$$

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)}$$

$$r_x = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 9,19 \text{ (м)}$$

$$h_c = h - \frac{L}{7}$$

$$h_c = 19 - \frac{47}{7} = 12,28 \text{ (м)}$$

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}}$$

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{12,28 - 11}{1 + \frac{11}{12,28}} = 2,2 \text{ (м)}$$

Пара молниеотводов	L (м)	h (м)	$h_{\text{эф}}$ (м)	h_c (м)	r_0 (м)	r_x (м)	r_{cx} (м)
1 - 2	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
1 - 3	21,0	19	16,15	16,0	20,18	9,19	5,73
3 - 4	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
2 - 4	29,0	19	16,15	14,65	20,18	9,19	4,51

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Выбор ОПН

$$U_{ном} \geq U_{раб}$$

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

$$U_{ном.макс} \geq U_{раб.макс}$$

$$U_{раб.макс} = \frac{1,15 \cdot U_{раб}}{\sqrt{3}}$$

$$U_{раб.макс} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44 \text{ кВ}$$

$$105 \text{ кВ} \geq 89,44 \text{ кВ}$$

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2)$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50}$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 128 = 219,3 \text{ кВ}$$

$$175 \leq 219,3 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$175 \leq 182,75 \text{ кВ}$$

$$A_{вн} = (U_{дон} - U_{ост.к}) / U_{дон} > (0,15 - 0,25)$$

$$A_{вн} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,61 > 0,25$$

$$A_{зр} = (U_{дон} - U_{ост.к}) / U_{дон} > (0,2 - 0,25)$$

$$A_{зр} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{зр} = 0,61 > 0,25$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчет заземляющего устройства

$$A = 65 \text{ (м)}$$

$$B = 36 \text{ (м)}$$

$$S = (A+3) \cdot (B+3)$$

$$S = (65+3) \cdot (36+3) = 2652 \text{ (м}^2\text{)}$$

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi$$

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi = 50 \cdot 2,7 = 135 \text{ (Ом/м)}$$

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{22,21^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 2,12 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$l_{nn} = 5 \text{ (M)}$$

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3)$$

$$L_n = \frac{(65+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(65+3) = 1060,8 \text{ (M)}$$

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}}$$

$$m = \frac{1060,8}{2 \cdot \sqrt{2652}} = 10,9$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 \text{ (M)}$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2652} (11+1) = 1235,9 \text{ (M)}$$

$$n_{\text{е}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}}$$

$$n_{\text{е}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2652}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,56$$

$$l_{\text{е}} = 2,5 \text{ (M)}$$

$$Rc = \rho l \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{\text{е}} \cdot n_{\text{е}}} \right)$$

$$Rc = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2652}} + \frac{1}{1235,9 + 2,5 \cdot 15} \right) = 0,31 \text{ (OM)}$$

$$\alpha u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}}$$

$$\alpha u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2652}}{(21 + 320) \cdot (8,73 + 45)}} = 1,55$$

$$Ru = Rc \cdot \alpha u$$

$$Ru = 0,31 \cdot 1,55 = 0,48 \text{ (OM)}$$