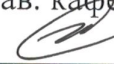


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 22 » 06 _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Алексеевская напряжением 110/35/10 кВ
в Амурской области

Исполнитель
студент группы 542 об 1



15.06.2019

подпись, дата

Д.А. Савин

Руководитель
доцент, канд.техн.наук



19.06.19

подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук



17.06.2019

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель



20.06.2019

подпись, дата

Н.С. Бодруг


Благовещенск 2019

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

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Савина Дениса Александровича 1.

Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование подстанции Алексеевская напряжением 110/35/10 кВ в Амурской области
(утверждено приказом от 04.04.2019 № 759-уз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019г

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы собранные при прохождении преддипломной практики

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

Обоснование необходимости проектирование подстанции, обоснование и уточнение конфигурации электрической сети

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схема сети 2. Сводный

схема, однолинейная электрическая схема подстанции Алексеевская, схема замещения и результаты расчетов токов КЗ

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - А.Б. Буланов

7. Дата выдачи задания 5.04.2019г

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Козлов А.Н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):

10
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 16 рисунков, 34 таблицы, 30 использованных источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе проведено проектирование подстанции 110/35/10 «Алексеевская» в Амурской области. Дана характеристика района проектирования; произведена оценка нагрузок для проектируемой подстанции. Осуществлен выбор количества и типов силовых трансформаторов для проектируемой подстанции. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного электрооборудования, а также для расчета релейной защиты трансформаторов; определены параметры заземляющих устройств ОРУ 110, 35 кВ, зоны защиты от прямых ударов молнии. Рассмотрены правила техники безопасности и при производстве монтажных и пусконаладочных работ, рассмотрены вопросы экологичности при эксплуатации проектируемой подстанции; рассчитана экономическая часть проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Обоснование необходимости проектирования подстанции	8
1.1 Обоснование проектирования подстанции	8
1.2 Краткая характеристика проектируемого района	11
1.3 Климатическая характеристика района	12
2 Обоснование и уточнение категорийности электрической нагрузки ПС	14
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	15
4 Расчет параметров схемы замещения	19
5 Расчет токов короткого замыкания	25
5.1 Расчет токов короткого замыкания	26
5.2 Расчет апериодической составляющей тока КЗ и ударного тока	32
6 Обоснование технических решений по выполнению распределительных устройств всех напряжений	34
6.1 Выбор главной схемы подстанции	34
6.2 Описание схемы и конструкции подстанции	36
7 Выбор электрооборудования и проверка его на всех напряжениях	38
7.1 Выбор комплектного распределительного устройства	39
7.2 Выбор выключателей	41
7.3 Выбор разъединителей	45
7.4 Выбор трансформаторов тока	46
7.5 Выбор трансформаторов напряжения	51
7.6 Выбор шинных конструкций	54
7.6.1 Выбор гибкой ошиновки	54
7.6.2 Выбор жестких шин	57
7.7 Выбор изоляторов	60
7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	64
7.9 Выбор ограничителей перенапряжения	65
7.10 Выбор аккумуляторных батарей	71

8	Расчет заземляющего устройства подстанции	75
9	Расчет зоны молниезащиты подстанции	80
10	Расчет уставок цифровых устройств релейной защиты трансформатора	85
10.1	Расчет первичных и вторичных токов сторон трансформатора	85
10.2	Выбор параметров	86
10.3	Расчет коэффициента торможения защиты	95
10.4	Результаты расчета	105
11	Экономическое обоснование принимаемых технических решений	108
11.1	Капиталовложения в подстанцию	108
11.2	Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек	110
11.2.1	Амортизационные отчисления	110
11.2.2	Отчисления на эксплуатацию	111
12	Вопросы безопасности и экологичности	115
12.1	Безопасность	115
12.2	Экологичность	120
12.3	Чрезвычайные ситуации	126
	Заключение	131
	Библиографический список	132

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КРУ	–	комплектное распределительное устройство
КЗ	–	короткое замыкание
ОПН	–	ограничители перенапряжения
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПС	–	подстанция
РЗ и А	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	распределительное устройство
ТТ	–	трансформатор тока
ТН	–	трансформатор напряжения
ГОСТ	–	государственный стандарт
СТО	–	стандарт организации
ЧС	–	чрезвычайные ситуации

ВВЕДЕНИЕ

Основным признаком эффективности городской системы питания потребителей является ее динамичный рост и развитие за счет расширения и ввода в работу новых объектов.

Город постепенно развивается, электрические нагрузки на систему – постоянная величина: подключаются новые потребители за счет строительства новых объектов и как следствие увеличивается насыщение нагрузки новыми потребителями.

Целью написания выпускной квалификационной работы является проектирование подстанции «Алексеевская» в Амурской области в городе Свободный, так как нынешняя система имеет ряд недостатков, таких как ограниченность принятия новых нагрузок, а также отсутствия резерва на некоторых подстанциях, значительная перегрузка трансформаторов в аварийном режиме, что не может не сказаться на планах перспективного развития города.

Также в выпускной квалификационной работе представлены разделы экономики, безопасности жизнедеятельности и экологичности подстанции, рассмотрены задачи организации труда, стоимость электрооборудования и электромонтажных работ, вопросы охраны труда работников, безопасных методов производства электромонтажных работ.

1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

1.1 Обоснование проектирования подстанции

Электроснабжение города Свободный осуществляется от ПС Южная, ПС Восточная, ПС Северная, ПС Пера и ПС Базовая, которые в свою очередь получают питание от ПС Амурская (ПС Северная, ПС Пера, ПС Базовая) и от ПС Свободный (ПС Южная, ПС Восточная).

Потребление активной мощности в г. Свободном по фидерам 10 кВ (без учета нагрузок прилегающих поселков) за период 2015-2017гг, согласно зимним контрольным измерениям, составляет:

Таблица 1 – зимние контрольные измерения за период 2015-2017гг

Населенный пункт	Нагрузка на КЗ 2015 зима, МВт	Нагрузка на КЗ 2016 зима, МВт	Нагрузка на КЗ 2017 зима, МВт
г.Свободный	32,5	32,2	30,9

Загрузка трансформаторов питающих центров по данным зимнего контрольного замера от 20 декабря 2017г составит:

Таблица 2 – Данные зимнего контрольного замера от 20 декабря 2017г

Наименование подстанции	Мощность тр-в, МВА	Р, МВт согласно КДЗ от 20.12.17	Р, МВт согласно обяз. по ТПр	Р Σ , МВт	S Σ , МВА	Загрузка в режиме N-1 с обяз. по ТПр, %
Амурская	АТ 2х63	23,6	22,67	46,25	49,84	158
В том числе:						
Нагрузка подстанций питающих объекты г. Свободный						
Северная	2х16	8,44	11,974	20,4	22	137,48
Пера	2х6,3	3,08	1,27	4,35	4,69	74,4
Базовая	2х6,3	8,69	2,856	11,5	12,44	197,6
Нагрузка подстанций питающих пригород г. Свободный						
Костюковка	2х1,8	0,353	0,01	0,36	0,39	21,7
ПС Климоуцы	1х1,8; 1х2,5	0,882	0,13	1,01	1,09	60,55
Сычевка	2х1,6	0,278	0,141	0,4	0,45	28,2
Загорная	2х1,6	0,483	0,045	0,53	0,57	35,5

Продолжение таблицы 2

Гуран	1x1,8	0,046	0	0,046	0,049	2,78
Лесная	2x1; 1x1,8	1,049	0,04	1,09	1,17	58,65
Новоивановка	1x1	0,186	0	0,19	0,2	20
Т-1 ПС Заводская	Т-1 16	0,1	6,2	6,3	6,8	
Свободный	1x40	10,95	6,91	17,86	19,25	48,11
Нагрузка подстанций питающих объекты г. Свободный						
Свободный на 10 кВ		2,2	0	2,2	2,4	
Южная	2x16	4,91	3,54	8,45	9,1	56,9
Восточная	1x6,3; 1x4	3,57	1,17	4,74	5,1	127,7
Нагрузка подстанций питающих пригород г. Свободный						
Стройдетали	2x16	0,27	0	0,27	0,29	1,8

Согласно данным с таблиц, загрузка трансформаторов в режиме работы одного трансформатора (n-1) на ПС 35/10 кВ Северная и ПС 35/10 кВ Базовая будет превышать значение допустимой длительной перегрузки 130%.

При рассмотрении возможности подключения социальных объектов и объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г, Свободный было выполнено распределение данной нагрузки по центрам питания, Распределение выполнено с учетом месторасположения объектов относительно центров питания и категории надежности электроснабжения следующим образом:

ПС 35 кВ Базовая – 1,175МВт;

ПС 35 кВ Северная – 3,622 МВт;

ПС 35 кВ Восточная – 0,220 МВт;

ПС 35 кВ Пера – 1,030 МВт;

ПС 35 кВ Южная – 1,980 МВт,

На основании информации представленной в замерах можно сделать вывод о том, что подключение дополнительной нагрузки к ПС 35/10 кВ Восточная (220 кВт), ПС 35/10 кВ Северная (3622 кВт) и ПС 35/10 кВ Базовая (1175 кВт) не представляется возможным в связи с отсутствием резерва трансформаторной мощности на данных подстанциях,

На ПС 35/10 Пера имеется резерв мощности, но данная подстанция имеет питание от ПС Амурская по ВЛ 35 кВ Амурская – Северная №1 и №2. Дополнительную мощность по данной линии пропустить невозможно, так как в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 35 кВ Амурская – Северная 2, токовая нагрузка оставшейся в работе цепи превысит допустимые значения.

На ПС 35/10 кВ Южная имеется резерв мощности, однако расчет послеаварийного режима при отключении трансформаторов ПС 220 кВ Свободный и перевода нагрузки на ПС 500 кВ Амурская (загрузка автотрансформаторов на ПС Амурская АТ-3 – 143,8%; АТ-4 – 130,9%) показал, что подключение данной нагрузки не представляется возможным,

Исходя из вышесказанного, при существующей конфигурации сети с учетом присоединения полной нагрузки перспективных объектов, подключение социальных объектов и объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный невозможно, без реализации одного из следующих вариантов:

– Установка второго силового трансформатора на ПС 220 кВ Свободный со строительством связи 35 кВ между ПС Базовая и Южная.

– Организация нового центра питания 110/35/10 кВ в районе ПС 35 кВ Северная путем перевода ПС 35 кВ Северная на напряжение 110 кВ или строительством новой подстанции 110 кВ со строительством на ПС 500 кВ Амурская РУ 110 кВ.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается строительство новой подстанции 110 кВ, что позволит:

1) Разгрузить автотрансформаторы по низкой стороне (АТ-3, АТ-4) на ПС 500 кВ Амурская, путем перевода нагрузок ПС 35 кВ Северная, ПС 35 кВ Пера и части нагрузки ПС 35 кВ Заводская на новый центр питания (ПС 110/35/10 кВ), который в свою очередь будет получать питание от стороны СН (110 кВ) ПС 500 кВ Амурская.

2) Обеспечить резервное электроснабжение ПС 35 кВ Южная, ПС 35 кВ Восточная и ПС 35 кВ Стройдетали в послеаварийном режиме при отключении трансформатора Т-1 на ПС 220 кВ Свободный (с учетом перевода нагрузок ПС 35 кВ

Северная, ПС 35 кВ Пера и части нагрузки ПС 35 кВ Заводская на новую ПС 110/35/10 кВ).

3) В результате перераспределения нагрузки на ПС 500 кВ Амурская возникает возможность в послеаварийном режиме при отключении АТ-3 на ПС 500 кВ Амурская запитать всю нагрузку АТ-3 от АТ-4 ПС 500 кВ Амурская.

4) Выполнить подключение нагрузки социальных объектов и объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный. Данную нагрузку возможно распределить по центрам питания, с учетом строительства нового питающего центра (ПС 110/35/10 кВ).

5) Обеспечить допустимую загрузку автотрансформатора АТ-4 на ПС 500 кВ Амурская в послеаварийном режиме при отключении АТ-3 с учетом нагрузки объектов, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный.

6) Обеспечить допустимую загрузку автотрансформаторов (АТ-3, АТ-4) на ПС 500 кВ Амурская в послеаварийном режиме при отключении Т-1 ПС 220 кВ Свободный и перевода его нагрузки на ПС 500 кВ Амурская.

Исходя из данных по загрузкам подстанций ориентировочная загрузка, которую будет компенсировать подстанция Алексеевская приблизительно равна 102%, а её нагрузка будет составлять 56 МВт.

1.2 Краткая характеристика проектируемого района

Свободненский район располагается в северно-западной части Амурской области с границей на западе с Китайской народной республикой по реке Амур, с северной части - с Шимановским районом, с восточной части по реке Зея – с Мазановским и Серышевским районами и с южной – с Благовещенским районом. Районным центром является г. Свободный. По территории района проходит Транссибирская железнодорожная магистраль, протяженность которой 60 км. Продолжительность автомобильных дорог 490 км., из них федерального назначения 46 км.

Площадь территории Свободненского района составляет 7234,393 кв. км.

По состоянию на 01.01.2018 года численность населения составляет 14168 человека.

Ключевым видом экономической деятельности в Свободненском районе является сельское хозяйство [1].

1.3 Климатическая характеристика района.

В январе изотермы с самыми низкими показателями приурочены к горным районам. На севере области средняя январская температура понижается до -40°C . В межгорных впадинах до -50°C . К югу температуры повышаются. На юге проходят изотермы от -28°C до -24°C . Зима в области суровая. На широте Свободного находится город Воронеж, где средняя температура января -9°C , а в Свободном январские температуры варьируют от -24°C до -27°C . Бывают морозы до -44°C . Лето на юге области тёплое. Здесь проходят изотермы от 18°C до 21°C . Тёплым бывает лето и в межгорных долинах севера, где летние температуры поднимаются до $16\text{—}17^{\circ}\text{C}$. В горных районах температура с высотой достигает 12°C . Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать 38°C , а на юге до 42°C .

Согласно [6], разделу 2.5.40. рис. 2.5.2 г. Свободный находится в III районе по гололеду, где толщина стенки гололеда равна 20мм.

Весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, а температура повышается медленно, в следствии этого промерзает грунт. Согласно СНиП 23-01-99 нормативная глубина промерзания грунта г. Свободный

Таблица 3 – Нормативная глубина промерзания грунта

Грунт	Глубина промерзания, м
Глина или суглинок	2,32
Супесь	2,82
Песок средней крупности	3,03
Крупнообломочные грунты	3,43

Свободненский район, как и вся территория Амурской области, находится в умеренном климатическом поясе. Тип климата – муссонный. Зимой здесь господствуют континентальные воздушные массы умеренных широт, поступающие из Азиатского максимума, поэтому зима холодная, солнечная и малоснежная. Средняя температура января (-28°C). Самая низкая температура (-48°C). Лето облачное и прохладное (средняя температура июля $+20^{\circ}\text{C}$; самая высокая температура $+40^{\circ}\text{C}$) Большое количество осадков, выпадающих в виде ливней. Среднегодовое количество – 600–800мм. Это связано с притоком морского воздуха с Тихого океана и активной циклонической деятельностью [2].

2 ОБОСНОВАНИЕ И УТОЧНЕНИЕ КАТЕГОРИЙНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ

Как было обозначено в прошлой главе нагрузка подстанции Алексеевская будет 56 МВт следует уточнить необходимость конкретно этой нагрузки, а также выяснить категорию потребителей, которые будут присоединены к подстанции.

Город Свободный развивается, следовательно, и увеличивается количество потребителей, строятся многоквартирные дома, детские сады, котельные и т. д.

Т.к. подключение и питание новых потребителей не могут обеспечить нынешние подстанции, то для этого питание электроэнергией новых потребителей обеспечит проектируемая подстанция, а также позволит перераспределить нагрузку в местной электрической системе подстанций.

Следует уточнить, что в районе, где будет установлена подстанция отсутствуют потребители I категории, поэтому категория потребителей, которые в перспективе будут питать подстанция будет II и III.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации обязана обеспечивать питание электроэнергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции, в случае если подстанция проходная, то она должна обеспечивать питание потребителей при аварии на присоединенных к ней подстанциях. Кроме этого, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов понижающих подстанций, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, но их надо учитывать, в том случае если к подстанции подключены потребители I и II категорий, которые не допускают перерывов в электроснабжении. При условии, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практикой доказано, что это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, приходящейся в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учесть его перегрузочную способность. В ином случае можно без достаточных оснований потребуются завысить установленную мощность трансформаторов и в следствии увеличить конечную стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток) учитывая, что коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75. Следует учитывать, что при аварийной ситуации на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям [10].

В случае с проектируемой подстанцией, учитывая категории (II и III) потребителей число трансформаторов будет равно двум.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (1)$$

$S_{\text{тр}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Произведём расчёт требуемой мощности трансформаторов на проектируемой подстанции Алексеевская:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{39,2^2 + 39,9^2}}{2 \cdot 0,7} = 39,95 \text{ МВА}$$

По формуле Илларионова вычислим номинальное напряжение подстанции:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (2)$$

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10,6} + \frac{2500}{40}}} = 107,779 \text{ кВ.}$$

Согласно ГОСТ 29322-92. «Стандартные напряжения» выбираем 110 кВ.

К установке принимаются два трансформатора мощностью 40 МВА - ТДТН-40000/110/35/10.

Так же после выбора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

Проверяем трансформатор в нормальном режиме.

$$k_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} \cdot S_{\text{тр}}} \quad (3)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ норм}} \leq 0,5 - 0,75 \quad (4)$$

$$k_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{39,2^2 + 39,9^2}}{2 \cdot 40} = 0,699$$

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} - 1 \cdot S_{\text{тр}}} \quad (5)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4 \quad (6)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{39,2^2 + 39,9^2}}{40} = 1,39$$

Условие выполняется, следовательно, трансформаторы на подстанции Алексеевская выбраны верно.

4 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции 110/35/10 кВ «Алексеевская» для реальной схемы построим схему замещения, в которую вводятся нагрузки и система – сопротивлениями и ЭДС [9].

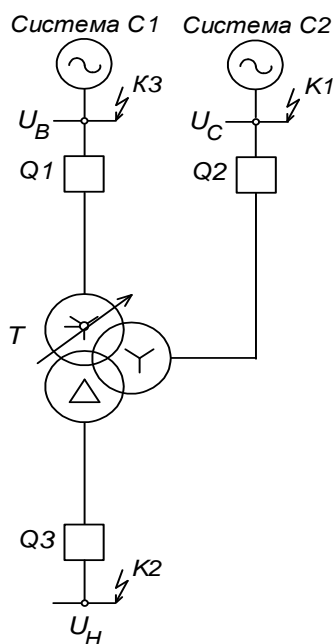


Рисунок 1 – Исходная схема

Составляем схему замещения – рис. 2, и вычисляем сопротивления систем С1 и С2 и обмоток трансформатора.

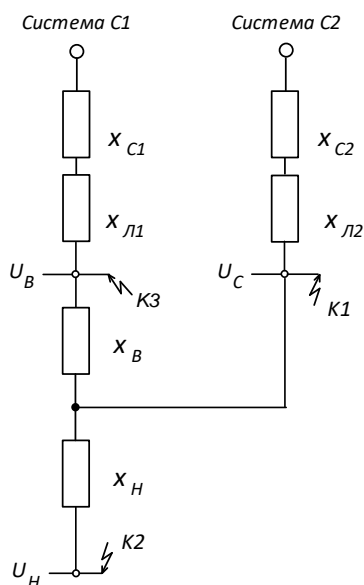


Рисунок 2 – Полная схема замещения

Работа систем в минимальном режиме соответствует отключению части присоединений. Но, поскольку вариантов таких отключений достаточно много, прием следующие расчетные условия:

$$x_{C1(\text{мин.})} / x_{C1(\text{макс.})} = 1,5 \quad (7)$$

$$x_{C2(\text{мин.})} / x_{C2(\text{макс.})} = 2$$

где $x_{C1(\text{макс.})}$ и $x_{C2(\text{макс.})}$ соответствуют работе систем в максимальном режиме, $x_{C1(\text{мин.})}$ и $x_{C2(\text{мин.})}$ – работе систем в минимальном режиме.

Рассчитаем сопротивление системы $C1$ в максимальном режиме. Для этого принимаем во внимание все токи, подтекающие к шинам ВН, кроме тока в трансформаторе:

$$x_{C1(\text{макс.})} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot \sum I_{\text{прис.}}} \quad (8)$$

$$x_{C1(\text{макс.})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (6,2)} = 10,708 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы $C1$ в минимальном режиме.

$$x_{C1(\text{мин.})} = 1,5 \cdot x_{C1(\text{макс.})} \text{ Ом} \quad (9)$$

$$x_{C1(\text{мин.})} = 1,5 \cdot 10,708 = 16,063 \text{ Ом}$$

Для системы $C2$ расчет выполняется аналогично, но следует принять во внимание, что токи этой стороны на рис. 1, приведены к напряжению U_C , а параметры схемы замещения (рис. 2) должны быть приведены к одной ступени напряжения.

Поэтому расчет выполняется в следующей последовательности: определяем сопротивление системы С2 в максимальном режиме, приведенное к напряжению СН.:

$$x_{C2(\text{макс.},\text{СН})} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot \sum I_{\text{прис.}}} \text{ Ом}; \quad (10)$$

$$x_{C2(\text{макс.},\text{СН})} = \frac{38,5}{\sqrt{3} \cdot 13,15} = 1,690 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы С2 в максимальном режиме, приведенное к напряжению ВН:

$$x_{C2(\text{макс.})} = x_{C2(\text{макс.},\text{СН})} \cdot \frac{U_B^2}{U_C^2} \text{ Ом}; \quad (11)$$

$$x_{C2(\text{макс.})} = 1,690 \cdot \frac{115^2}{38,5^2} = 15,078 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы С2 в минимальном режиме.

$$x_{C2(\text{мин.})} = 2 \cdot x_{C2(\text{макс.})} \text{ Ом}. \quad (12)$$

$$x_{C2(\text{мин.})} = 2 \cdot 15,078 = 30,156 \text{ Ом}$$

Напряжения короткого замыкания отдельных сторон трансформатора:

$$U_{\text{к.В}} = 0,5(U_{\text{к.ВС}} + U_{\text{к.ВН}} - U_{\text{к.СН}}) \%; \quad (13)$$

$$U_{\text{к.В}} = 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%$$

$$U_{к.С} = 0,5(U_{к.ВС} + U_{к.СН} - U_{к.ВН})\%; \quad (14)$$

$$U_{к.С} = 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = 0\%$$

$$U_{к.Н} = 0,5(U_{к.ВН} + U_{к.СН} - U_{к.ВС})\%. \quad (15)$$

$$U_{к.Н} = 0,5(17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%$$

Сопротивления отдельных сторон трансформатора, приведенные к напряжению высокой стороны:

$$X_B = \frac{U_{к.В}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ.В}^2}{S_T} \text{ Ом}; \quad (16)$$

$$x_B = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 35,542 \text{ Ом}$$

$$x_C = 0; \quad (17)$$

$$x_H = \frac{U_{к.Н}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ.В}^2}{S_T} \text{ Ом}. \quad (18)$$

$$x_H = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 22,317 \text{ Ом}$$

Для линий, отходящих от систем сопротивление будет равно:

$$x_{Л} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 1 \quad (19)$$

Для С1 (ПС «Амурская») сопротивление будет равно:

$$x_{Л1} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 7 = 1,4 \text{ Ом}$$

Для С2 (ПС «Северная») сопротивление будет равно:

$$x_{Л2} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 1 = 0,2 \text{ Ом}$$

Учитывая, что сопротивления систем и линий, отходящих от них соединены последовательно, то в итоге в сумме получаем следующие значения максимальных и минимальных сопротивлений систем:

$$x_{С1(\text{макс.})} = 10,708 + 1,4 = 12,108 \text{ Ом}$$

$$x_{С1(\text{мин.})} = 1,5 \cdot 12,108 = 18,162 \text{ Ом}$$

$$x_{С2(\text{макс.})} = 15,078 + 0,2 = 15,278 \text{ Ом}$$

$$x_{С2(\text{мин.})} = 2 \cdot 15,278 = 30,556 \text{ Ом}$$

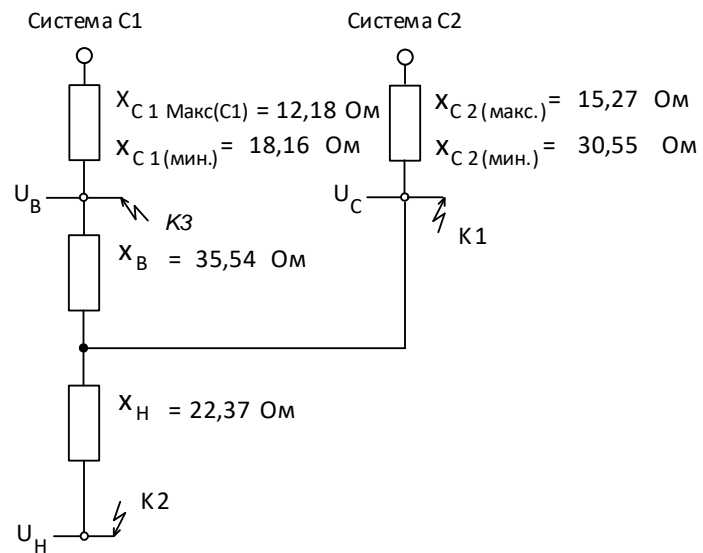


Рисунок 3 – Преобразованная схема замещения с сопротивлениями

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Для решения первой задачи, достаточно определить ток КЗ, подтекающий к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети.

Учет аperiodической составляющей производят приближено, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- 1) принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;
- 2) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- 3) пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- 4) не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- 5) считают, что трехфазная система является симметричной;
- 6) влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
- 7) при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное сопротивление необходимо

учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a .

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым).

5.1 Расчет токов короткого замыкания.

Изменение сопротивлений отдельных сторон трансформатора, обусловленное действием устройств регулирования напряжения, с некоторой погрешностью можно определить по следующим формулам:

$$X_{T.мин.} = X_{T.ном.} \cdot (1 - \Delta U)^2; \quad (20)$$

$$X_{T.макс.} = X_{T.ном.} \cdot (1 + \Delta U)^2. \quad (21)$$

Отсюда:

$$X_{B.мин.} = X_{B.ном.} \cdot (1 - \Delta U)^2 \text{ Ом}; \quad (22)$$

$$X_{B.мин.} = 35,542 \cdot (1 - 0,12)^2 = 27,523 \text{ Ом}$$

$$X_{B.макс.} = X_{B.ном.} \cdot (1 + \Delta U)^2 \text{ Ом}; \quad (23)$$

$$X_{B.макс.} = 35,542 \cdot (1 + 0,12)^2 = 44,583 \text{ Ом}$$

$$X_{H.мин.} = X_{H.ном.} \cdot (1 - \Delta U)^2 \text{ Ом}; \quad (24)$$

$$X_{Н.мин.} = 22,317 \cdot (1 - 0,12)^2 = 17,282 \text{ Ом}$$

$$X_{Н.макс.} = X_{Н.ном.} \cdot (1 + \Delta U)^2 \text{ Ом.} \quad (25)$$

$$X_{Н.макс.} = 22,317 \cdot (1 + 0,12)^2 = 27,994 \text{ Ом}$$

Схема замещения с сопротивлениями приведена на рис. 4.

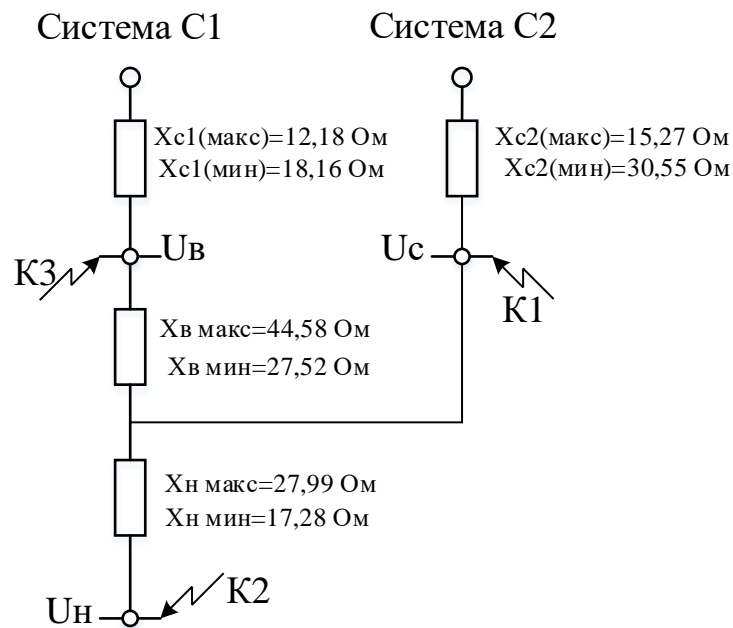


Рисунок 4 – Схема замещения с сопротивлениями.

Расчет токов короткого замыкания при работе обоих источников питания.

Ток к.з. на шинах среднего напряжения (точка К1):

$$I_{К1.макс.(С1)}^{(3)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С1(макс.)} + X_{В.мин.})} \text{ кА;} \quad (26)$$

$$I_{К1.макс.(С1)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (12,108 + 27,523)} = 1,675 \text{ кА}$$

$$I_{К1.макс.(С2)}^{(3)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot X_{С2(макс.)}} \text{ кА;} \quad (27)$$

$$I_{K1.макс.(C2)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15,278} = 2,345 \text{кА}$$

$$I_{K1.мин.(C1)}^{(2)} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot (X_{C1(мин.)} + X_{В.макс.})} \text{кА.} \quad (28)$$

$$I_{K1.мин.(C1)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot (18,162 + 44,583)} = 0,916 \text{кА}$$

$$I_{K1.мин.(C2)}^{(2)} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot X_{C2(мин.)}} \text{кА.} \quad (29)$$

$$I_{K1.мин.(C2)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot 30,556} = 1,881 \text{кА}$$

Ток к.з. на шинах низшего напряжения (точка К2):

$$I_{K2.макс.}''' = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot \left[\frac{(X_{C1(макс.)} + X_{В.мин.}) \cdot X_{C2(макс.)} + X_{Н.мин.}}{X_{C1(макс.)} + X_{В.мин.} + X_{C2(макс.)}} \right]} \text{кА;} \quad (30)$$

$$I_{K2.макс.}''' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \left[\frac{(12,108 + 27,523) \cdot 15,278}{12,108 + 27,523 + 15,278} + 17,282 \right]} = 2,345 \text{кА}$$

$$I_{K2.макс.}' = I_{K2.макс.}''' \cdot \frac{X_{C2(макс.)}}{X_{C1(макс.)} + X_{В.мин.} + X_{C2(макс.)}} \text{кА;} \quad (31)$$

$$I_{K2.макс.}' = 2,345 \cdot \frac{15,278}{12,108 + 27,523 + 15,278} = 0,652 \text{кА}$$

$$I''_{K2.макс.} = I'''_{K2.макс.} \cdot \frac{X_{C1(макс.)} + X_{B.мин.}}{X_{C1(макс.)} + X_{B.мин.} + X_{C2(макс.)}} \text{ кА}; \quad (32)$$

$$I''_{K2.макс.} = 2,345 \cdot \frac{12,108+27,523}{12,108+27,523+15,278} = 1,692 \text{ кА}$$

$$I'''_{K2.мин.} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot \left[\frac{(X_{C1(мин.)} + X_{B.макс.}) \cdot X_{C2(мин.)}}{X_{C1(мин.)} + X_{B.макс.} + X_{C2(мин.)}} + X_{H.макс.} \right]} \text{ кА}; \quad (33)$$

$$I'''_{K2.мин.} = \frac{115}{2 \cdot \left[\frac{(18,162+44,583) \cdot 30,556}{18,162+44,583+30,556} + 27,994 \right]} = 1,184 \text{ кА}$$

$$I'_{K2.мин.} = I'''_{K2.мин.} \cdot \frac{X_{C2(мин.)}}{X_{C1(мин.)} + X_{B.макс.} + X_{C2(мин.)}} \text{ кА}; \quad (34)$$

$$I'_{K2.мин.} = 1,184 \cdot \frac{30,556}{18,162+44,583+30,556} = 0,387 \text{ кА}$$

$$I''_{K2.мин.} = I'''_{K2.мин.} \cdot \frac{X_{C1(мин.)} + X_{B.макс.}}{X_{C1(мин.)} + X_{B.макс.} + X_{C2(мин.)}} \text{ кА}; \quad (35)$$

$$I''_{K2.мин.} = 1,184 \cdot \frac{18,162+44,583}{18,162+44,583+30,556} = 0,796 \text{ кА}$$

Ток к.з. на шинах высшего напряжения (точка К3):

$$I_{K3.макс.(C2)}^{(3)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C2(макс.)} + X_{B.мин.})} \text{ кА}; \quad (36)$$

$$I_{\text{КЗ.макс.}(C2)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (15,278 + 27,523)} = 1,551 \text{кА}$$

$$I_{\text{КЗ.макс.}(C1)}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном.В}}}{\sqrt{3} \cdot X_{C1(\text{макс.})}} \text{кА}; \quad (37)$$

$$I_{\text{КЗ.макс.}(C1)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 12,108} = 3,483 \text{кА}$$

$$I_{\text{КЗ.мин.}(C2)}^{(2)} = \frac{U_{\text{ном.В}}}{2 \cdot (X_{C2(\text{мин.})} + X_{B.\text{макс.}})} \text{кА}. \quad (38)$$

$$I_{\text{КЗ.мин.}(C2)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot (30,556 + 44,583)} = 0,765 \text{кА}$$

$$I_{\text{КЗ.мин.}(C1)}^{(2)} = \frac{U_{\text{ном.В}}}{2 \cdot X_{C1(\text{мин.})}} \text{кА}. \quad (39)$$

$$I_{\text{КЗ.мин.}(C1)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot 18,162} = 1,165 \text{кА}$$

Т.к. расчеты были в именованных единицах, то перед расчетом апериодических составляющих и ударных токов следует выбрать необходимый максимальный ток трехфазного КЗ, который подтекает к точкам с учетом коэффициентов трансформации.

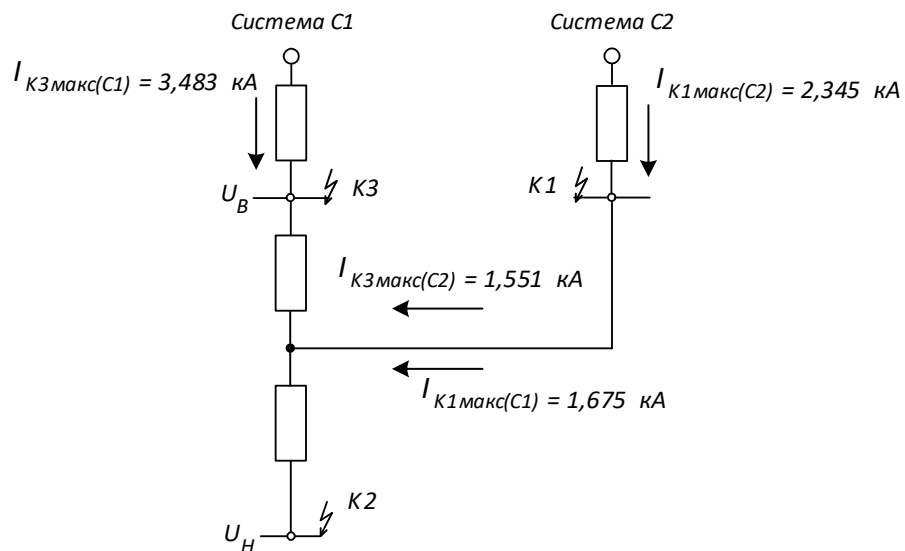


Рисунок 5 – Схема максимальных токов для точек К1 и К3.

Для точки К1:

$$I_{K1.\text{макс.}(C1)} = 2,345 \text{ кА}$$

Для С2 ток с учетом коэффициента трансформации:

$$I_{K1.\text{макс.}(C2)} = 1,675 \cdot \frac{35}{110} = 0,532 \text{ кА}$$

Для К1 выбираем ток равный 2,345 кА.

Для точки К3:

$$I_{K3.\text{макс.}(C1)} = 3,483 \text{ кА}$$

Для С2 ток с учетом коэффициента трансформации:

$$I_{K3.\text{макс.}(C2)} = 1,551 \cdot \frac{110}{35} = 4,874 \text{ кА}$$

Для точки К3 выбираем ток равный 3,483 кА.

В точку К2 будет идти сумма токов из К1 и К3 с учетом коэффициентов трансформации:

$$I_{K2.макс.} = 3,483 \cdot \frac{110}{10} + 2,345 \cdot \frac{35}{10} = 13,517 \text{кА}$$

5.2 Расчет апериодической составляющей тока КЗ и ударного тока

Апериодическую составляющую тока к.з. в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам, кА:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-t/T_a} \quad (40)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0} \quad (41)$$

Для К1:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 2,345 \cdot e^{-0,01/0,05} = 2,712 \text{кА}$$

K_y следует принимать равным 1,8 согласно с [26].

$$i_y = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,345 = 5,965 \text{кА}$$

Для К2:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 13,517 \cdot e^{-0,01/0,05} = 15,420 \text{кА}$$

$$i_y = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 18,517 = 30,136 \text{кА}$$

Для К3:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 3,483 \cdot e^{-0,01/0,05} = 4,029 \text{кА}$$

$$i_y = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,483 = 8,860 \text{кА}$$

Результаты сведены в таблице 4

Таблица 4 – Результирующие токи в точках к.з.

Точка КЗ	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	i_{at} , кА
К1	2,345	5,965	2,712
К2	13,517	30,136	15,420
К3	3,483	8,860	4,029

6 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ВСЕХ НАПРЯЖЕНИЙ

6.1 Выбор главной схемы подстанции

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Схема электрических соединений проектируемой подстанции должна удовлетворять следующим требованиям:

- а) иметь достаточную надежность;
- б) быть простой, наглядной;
- в) быть экономичной;
- г) иметь возможность расширения.

На подстанции устанавливают, как правило, не более двух трансформаторов с автоматическим устройством изменения коэффициента трансформации под нагрузкой. Схема открытого распределительного устройства высокого напряжения (ОРУ ВН) должна быть без сборных шин. На стороне низкого напряжения схема закрытого распределительного устройства (ЗРУ НН) принимается с одной системой сборных шин. При наличии ответственных потребителей шины секционируются выключателем. Здесь же принимается тип ячеек распределительного устройства по. Режим работы трансформаторов двухтрансформаторных подстанций должен быть обоснован. Для снижения токов аварийного режима рекомендуется использовать раздельную работу трансформаторов [10].

На проектируемой подстанции необходимо установить два трансформатора мощностью 40 МВА. Энергия подается на напряжение: 110 и 35 кВ. Необходимо экономически выгодно выбрать схему распределительного устройства. Подключение подстанции Алексеевская 110/35/10 кВ на напряжении 110 кВ будет выполняться по проходному типу, по стороне 35 кВ по типу узловая. По полученным данным выбираем схему РУ- 110 – 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Схема со стороны среднего напряже-

ния - 35 – 9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин». Со стороны низкого напряжения выбираем схему- 10 – 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин» [27].

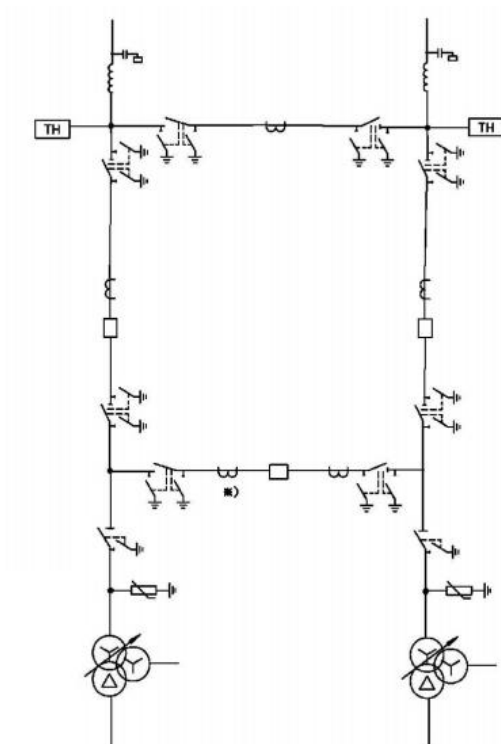


Рисунок 6 – Схема № 110 - 5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

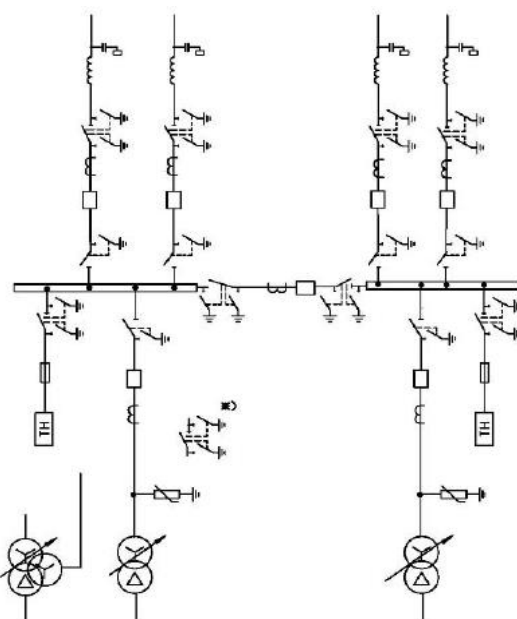


Рисунок 7 – Схема № 35 – 9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин

6.2. Описание схемы и конструкции подстанции

Подключение ПС Алексеевская от ПС Амурская по схеме «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» позволит решить проблемы перевода нагрузок окружных ПС 35 кВ, так как части их нагрузки будет получать ПС Алексеевская через СН 110 кВ. Так же важно отметить, что данная схема имеет возможность расширения до схемы с одной или с двумя системами сборных шин (с обходной системой шин или без неё) [28].

Преимущества данной схемы:

- простая и наглядная
- электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны,
- минимизированы отказы по вине персонала,
- занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений,
- наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений для заданной конфигурации сети.

Схема со стороны 35 кВ «одна рабочая секционированная выключателем система шин» позволит обеспечить резервное электроснабжение окружных ПС 35 кВ в послеаварийном режиме при отключении трансформатора на ПС Свободный. Стоит отметить, что данная схема имеет возможность расширения до схемы с одной секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин, а также до схемы с двумя системами сборных шин и с обходной системой шин либо без неё.

Преимущества данной схемы:

- занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений
- наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений

На сторону 10 кВ так же будет установлена схема «одна рабочая секционированная выключателем система шин», которая позволит выполнить подключение нагрузки социальных объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству в г. Свободный.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ПРОВЕРКА ЕГО НА ВСЕХ НАПРЯЖЕНИЯХ

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания [4].

При проверке аппарата и токоведущих частей РУ на термическую и динамическую стойкость за расчетный вид короткого замыкания принимают трехфазное короткое замыкание. Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\max}, \quad (42)$$

$$I_y \leq I_{\max}, \quad (43)$$

где i_y и I_{\max} – соответственно максимально допускаемое амплитудное и действующее значения сквозного тока аппарата.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами к.з., для чего необходимо знать длительность к.з., $t_{откл}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется суммой двух времен – собственным временем отключения выключателя t_g и собственным временем срабатывания защиты, которое по большей части можно принимать равным 0,01 [4].

Для проверки аппаратов на термическую стойкость нужно определить величину W_k теплового импульса к.з., характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время $t_{отк}$.

$$W_k = I_{пО}^2 (t_{откл} + T_a). \quad (44)$$

7.1 Выбор комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и другими устройствами.

Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [4].

Шкафы К-125 предназначены для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц на номинальное напряжение 6(10) кВ с изолированной нейтралью или частично заземленной нейтралью. Область применения – распределительные устройства (РУ) электростанций и подстанций, в том числе на газо - турбинных установках для районных тепловых сетей, подстанциях метрополитена и других объектах электроснабжения, с ограничениями по площади для установки. В части воздействия факторов внешней

среды шкафы К-125 соответствуют климатическому исполнению УЗ по ГОСТ 15150-69 и по ГОСТ 15543.1-89, при этом нижнее значение температуры окружающего воздуха принимается минус 25°С. Номинальные значения климатических факторов: – высота над уровнем моря не более 1000 м (допускается установка на высоте более 1000 м при соблюдении требований ГОСТ 15150-69, ГОСТ 1516.3-96 и ГОСТ 8024-90). При температуре -25°С и ниже, необходимо осуществлять подогрев помещения распреустройства (РУ). Для обеспечения нормальной работы аппаратуры в релейном шкафу необходимо предусматривать обогрев. Окружающая среда невзрывоопасная; не содержащая газов, насыщенных токопроводящей пылью; паров и химических отложений, вредных для изоляции токоведущих частей, которые бы ухудшали параметры шкафов КРУ в недопустимых пределах (атмосфера II по ГОСТ 15150-69). В части воздействия механических факторов внешней среды шкафы КРУ соответствуют группе М6 по ГОСТ 17516-1-90. Степень защиты по ГОСТ 14254-96 – IP40, IP41 (для шкафов по спецзаказам), IP00 (при открытых дверях шкафа). Шкафы К-125 соответствуют требованиям ТУ 3414-022-00110496-07 [12].

Таблица 5 – Основные параметры шкафов серии КРУ К-125, фирмы UniGear ZS1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 788,1 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,38 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 5062 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 2,93^2 \cdot 2,5 = 21,46 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$



Рисунок 8 – КРУ К-125, фирмы UniGear ZS1.

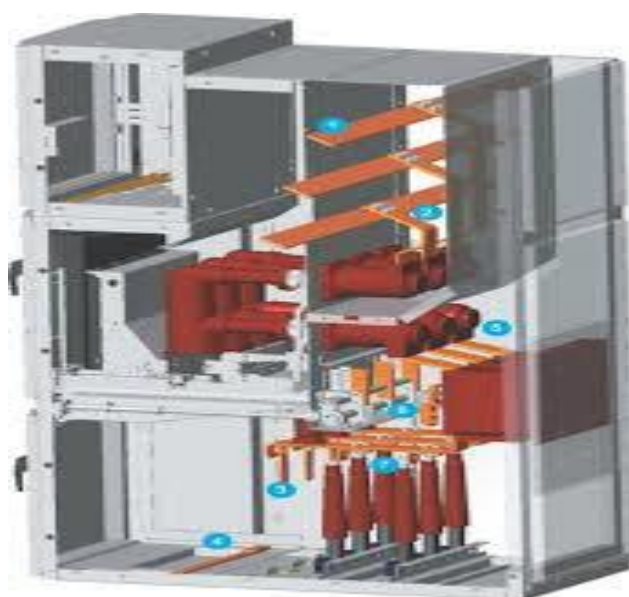


Рисунок 9 – КРУ К-125, фирмы UniGear ZS1.

7.2 Выбор выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Максимальные рабочие токи.

$$I_{\max \text{ВН}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (45)$$

$$I_{\max \text{СН}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}}} \quad (46)$$

$$I_{\max \text{НН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} \quad (47)$$

$$I_{\max \text{ВН}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,409$$

$$I_{\max \text{СН}} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,329$$

$$I_{\max \text{НН}} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,788$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 110 кВ, а также на выходе трансформаторов 110 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Параметры выбора выключателя ВГТ-УЭТМ-110-40/2000 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{НОМ}} = 24 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мак}} = 409 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мак}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{откл,НОМ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}}^{(3)} = 3,483 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}}^{(3)} \leq I_{\text{откл,НОМ}}$

$i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,860 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} = 3,483 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,860 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 8,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$
$I_{\text{а,ном}} = 45 \text{ кА}$	$i_{\text{а,τ}} = 4,029 \text{ кА}$	$i_{\text{а,τ}} \leq i_{\text{а,ном}}$

Колонковые элегазовые выключатели типа ВГТ-УЭТМ-110-40/3150 У1 имеют следующие достоинства:

- Сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 84 кВ в случае потери избыточного давления газа в выключателе;
- Отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения;
- Низкий уровень звуковых шумов при срабатывании;
- Низкие динамические нагрузки на фундаментные опоры;
- Надежность и безопасность пружинного привода ППрМ подтверждена многолетним опытом управления колонковыми выключателями;
- Наличие в приводе автоматического управления двух ступеней обогрева шкафа привода и контроль их исправности;
- Комплектующие изделия закупаются у ведущих, зарекомендовавших себя отечественных и зарубежных производителей.

На стороне СН принимаем к установке выключатели ВБ4-П-35 У1.

Таблица 7 – Параметры выбора выключателя ВБ4-П-35 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 329 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{откл,ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} = 2,345 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} \leq I_{\text{откл,ном}}$
$I_{\text{а,ном}} = 60 \text{ кА}$	$i_{\text{а,τ}} = 2,712 \text{ кА}$	$i_{\text{а,τ}} \leq i_{\text{а,ном}}$

$i_{\text{вкл}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,965 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} = 2,345 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,965 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} = 2,345 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{\text{к}} = 25,75 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Особенности выключателей ВБ4-П-35 У1:

- Высокий механический ресурс;
- Высокий коммутационный ресурс;
- Малое энергопотребление по цепям включения и отключения;
- Возможность управления по оперативным цепям на постоянном или переменном токе;
- Возможность реализации механической блокировки включения выключателя;
- Используется закрытый литой полюс.



Рисунок 10 – Выключатель ВБ4-П-35 У1

В КРУ К-125 принимаем к установке выключателя Вакуумный выключатель ВБМ-10. Выключатель имеет электромагнитный привод. Вакуумные выключатели являются наиболее экологичным и экономичным вариантом на данном классе номинального напряжения (10 кВ).

Таблица 8 – Параметры выбора выключателя ВБМ-10-20/630-1000 УХЛ2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 788,1 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{откл,НОМ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} = 13,517 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} \leq I_{\text{откл,НОМ}}$
$I_{\text{а,НОМ}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} = 15,420 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,НОМ}}$
$i_{\text{вкл}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 30,136 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$

$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} = 13,517 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 30,136 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} = 13,517 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} = 42,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

7.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [4].

На ОРУ 110 кВ принимаем к установке разъединители РДЗ-2-110-П/1000 У1.

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных РДЗ-2-110-П/1000 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 209 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,860 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} = 8,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 992,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} = 8,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$

Разъединители выполнены в виде двухколонкового аппарата с поворотом главных ножей в горизонтальной плоскости и имеют однополюсный и трехполюсный варианты установки. Однополюсный разъединитель состоит из одного ведущего полюса и привода, трехполюсный - из одного ведущего полюса, двух ведомых полюсов и привода. Полюс разъединителя, к которому подсоединяется привод, называется ведущим. Полюс разъединителя, который присоединяется к ведущему, называется ведомым. Соединение ведущего полюса разъединителя с приводом и с

ведомым полюсом осуществляется с помощью комплектующих деталей на месте монтажа.

На РУ 35 кВ принимаем к установке разъединители РДЗ-2 - 35/1000 УХЛ1.

Таблица 10 – Сравнение каталожных и расчетных данных РДЗ.1 - 35/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 329 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,965 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 36,86 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 36,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

7.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [4].

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:

- при $U_H \geq 110 \text{ кВ}$, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);
- при $U_H \leq 35 \text{ кВ}$ – в две фазы (схема неполной звезды);
- в трёхпроводных установках при равномерной нагрузке фаз – в одну фазу (цепи трёхфазных двигателей).

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать $Z_2 = r_2$.

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (48)$$

где $r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} \quad (49)$$

Для определения $S_{\text{приб}}$ составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ.

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм². Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат; броня - две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{пр}}} \quad (50)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,708 \text{ Ом}$$

где $l_{\text{расч}} = 100 \text{ м}$ – расчётная длина провода для РУ 110 кВ;

$\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}/\text{м}$ – удельное сопротивление для меди;

$s_{\text{пр}}$ – сечение проводов, принимаем $s_{\text{пр}} = 4 \text{ мм}^2$.

$$Z_{2\text{р}} = 0,26 + 0,708 + 0,1 = 1,068 \text{ Ом}$$

Таблица 11 – Приборы, подключаемые к ТТ ТФЗМ-110Б-1

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350
Ваттметр	0,5	–	0,5	Д-335
Варметр	0,5	–	0,5	Д-335
Счетчик ватт-часов	2,5	–	2,5	И-670
Счетчик вольт-ампер часов	2,5	–	2,5	И-675
Сумма	6,5	–	6,5	–

Для ОРУ 110 кВ выбираем ТФМ-110-П-1-У1.

Таблица 12 – Трансформатор тока ТФМ-110-П-1-У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
	$I_{1\text{ном}} = 400-800 \text{ А}$	
	$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,2	
$Z_{2\text{р}} = 1,148 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{р}} < Z_{2\text{ном}}$
$i_y = 8,860 \text{ кА}$	$I_{\text{дин. н.}} = 84 \text{ кА}$	$i_y < I_{\text{дин. н.}}$

$B_k = 8,67 \text{ MA}^2\text{c}$	$I_{TH} = 20 \text{ кА}, \quad t_{TH} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ MA}^2\text{c}$	$B_k < I_{TH}^2 \cdot t_{TH}$
-----------------------------------	--	-------------------------------

Аналогично выбираем остальные трансформаторы тока.

Для ОРУ 35 кВ выбираем ТФЗМ 35Б и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 4 мм².

Таблица 13 – Трансформатор тока ТФЗМ 35Б-1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
	$I_{1ном} = 600 \text{ А}$	
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 0,935 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 5,965 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 127 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 18,75 \text{ MA}^2\text{c}$	$I_{TH} = 35 \text{ кА}, \quad t_{TH} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ MA}^2\text{c}$	$B_k < I_{TH}^2 \cdot t_{TH}$

Таблица 14 – Приборы, подключаемые к ТТ ТФЗМ-35Б-1

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350
Ваттметр	0,5	–	0,5	Д-335
Варметр	2,5	–	2,5	Д-335
Счетчик ватт-часов	2,5	–	2,5	И-674

Счетчик вольт-ампер часов	2,5	–	2,5	И-675
Сумма	8,5	0,5	8,5	

Для КРУ 10 кВ выбираем ТЛМ-10 и кабель марки АКРВГ 4-х жильный с сечением 2 мм².

Таблица 15 – Трансформатор тока ТЛМ-10.

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
	$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$	
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,368 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 9,5 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 42,9 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 32 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 32^2 \cdot 3 = 3072 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Таблица 16 – Приборы, подключаемые к ТТ ТЛМ-10

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350
Счетчик ватт-часов	2,5	–	2,5	И-674
Счетчик вольт-ампер часов	2,5	–	2,5	И-675
Сумма	5,5	0,5	5,5	

7.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110кВ.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Ваттметр	Д335	1,5	2	3	9
Варметр	Д335	1,5	2	3	9
Вольтметр	Э335	2	1	3	6
Частотомер	Э362	1	1	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	7	1	1	7
Счётчик активной энергии	СА3-И681	8	2	4	48
Счётчик реактивной энергии	СР4-И679	8	2	2	32
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	1	3	9
Итого					132

В РУ 110 кВ устанавливаем ТН НКФ-110-58У1 $\frac{110000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / 100$.

Таблица 18 – трансформатор напряжения НКФ-110-58У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
	$U_{1ном} = 110$ кВ	
	Класс точности 0,2	
$S_{2p} = 132$ ВА	$S_{2н} = 400$ ВА	$S_{2p} < S_{2н}$

Таблица 19 – Вторичная нагрузка ТН на СН

Приборы	Тип	Soб	Ноб	cos	Число пр-ов	Потребляемая мощность
Вольтметр пофазный	Э-335	2	1	1	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	1	1	10
Частотометр	Н-397	1	1	1	1	1
Частотометр регистрирующий	Н-397	7	1	1	1	7
Варметр	Д-335	1,5	2	1	1	3
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	1	3
Счетчик ватт-часов	И-674	3	2	0,38	5	73,02
Счетчик вольт-ампер-часов	И-674	3	2	0,38	5	73,02
Сумма						146,04

В РУ 35 кВ устанавливаем НОМ-35-66У1 $\frac{35000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3}$.

Таблица 20 – Трансформатор напряжения НОМ-35-66У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	
	Класс точности 0,2	
$S_{2p} = 146,5 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2p} < S_{2н}$

Таблица 21 – Вторичная нагрузка ТН на НН

Приборы	Тип	Soб	Ноб	cos	Число пр-ов	Потребляемая мощность
Вольтметр пофазный	Э-335	2	1	1	1	2
Варметр	Д-335	1,5	2	1	1	3
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	1	3
Счетчик ватт-часов	И-674	3	2	0,38	8	126,31
Счетчик вольт-ампер- часов	И-674	3	2	0,38	8	126,31
Сумма						252,63

Таблица 22 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ-10У2

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	
	Класс точности 1	

$S_{2p} = 233,68 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 2 \times 150 \text{ ВА}$	$S_{2p} < S_{2н}$
------------------------------	------------------------------------	-------------------

Нагрузка всех измерительных приборов вычисляется по формуле:

$$S = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} . \quad (51)$$

Результаты расчета нагрузки приведены в таблице 22.

Таблица 23 – Выбор типа трансформатора

Уровень U, кВ	Тип трансформатора
110	НКФ-110-58У1
35	НОМ-35-66У1
10	ЗНОЛ-10У2

7.6 Выбор шинных конструкций

7.6.1 Выбор гибкой ошиновки

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

– по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

– по термическому действию тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} , \quad (52)$$

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-240/39. Выполним проверку по допустимому току: где C – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ определяется по формуле:

$$I_{\max \text{ раб}} = \frac{40}{\sqrt{3} * 110} = 0,409 \quad (53)$$

$$390 \leq 409 \text{ А.}$$

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{3,483 \cdot 10^3}}{90} = 0,655,$$

$$0,655 \leq 120 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{\text{п0}}^{(3)} \geq 20$ кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 3,483 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Проверка на корону выполняется при напряжении выше 35 кВ. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [4].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (54)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (55)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность поля на среднем проводе примерно на 7 % больше величин.

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (56)$$

Для провода марки АС-120 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 65,5.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1 \cdot \lg \frac{400}{0,76}} = 14,9 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию:

$$1,07 \cdot 14,9 \leq 0,9 \cdot 65,5,$$

$$15,9 \leq 58,9.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-120 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

7.6.2 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен:

$$I_{\max \text{ раб}} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 10} = 788 \text{ А}$$

Выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения 8×100 мм,

$$S = 800 \text{ мм}^2, \quad I_{\text{дон}} = 1625 \text{ А.}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных:

$$I_{\text{по}} = 13,517; \quad i_{\text{уд}} = 30,136$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{С} \quad (57)$$

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot t = 13,517^2 \cdot 3 = 548,127 \text{кА}^2 \cdot \text{С}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \text{мм}^2 \quad (58)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{548,127 \cdot 10^6}}{90} = 260,134 \text{мм}^2$$

$$q_{\text{мин}} < S.$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5$ м.

Проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (59)$$

где J - момент инерции шины, который равен $J = \frac{0,8^2 \cdot 10^3}{12} \text{ см}^4$;

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{66,7}{80}} = 70,3$$

где q – поперечное сечение выбранной шины.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м):

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{уд}^2}{a}, \quad (60)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{уд}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{30136^2}{1,5} = 104.867$$

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{доп}$ для материала шины = 90 МПа), определим это напряжение:

Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} \quad (61)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен $W_{\phi} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 1,33$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{104,867 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 1,33} = 17,740 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{дон}} = 90$ МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, значит шины механически прочны.

7.7 Выбор изоляторов

Изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке. Проходные изоляторы дополнительно выбираются и по номинальному току.

Шины ОРУ 110 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \tag{62}$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ;

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K – коэффициент эффективности.

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{\text{и}}}, \tag{63}$$

где $L_{\text{и}}$ – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 110 кВ к числу изоляторов, следует прибавить еще 1 изолятор. Необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 110 кВ.

Длина пути утечки для 110 кВ:

$$L = 1,5 \cdot 126 \cdot 1,4 = 264,6 \text{ см.}$$

Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{264,6}{32} + 1 = 9,27.$$

Округляя до целого, получаем 9 изоляторов в ошиновке ОРУ 110 кВ.

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС70Е.

Для крепления ошиновки трансформатора на стороне 35 кВ будем использовать опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки,
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке, Н:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (64)$$

где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (65)$$

где $F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (66)$$

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, т.е. должно соблюдаться условие

$$F_{расч} \leq 0,6 \cdot F_{разр} = F_{доп}; \quad (67)$$

При выборе по напряжению должно соблюдаться условие:

$$U_{из.ном} \geq U_{уст.ном} \quad (68)$$

При выборе изоляторов:

$$I_{р.мах} \leq I_{изм.ном}; \quad (69)$$

Выбираем опорные изоляторы ОФ – 10 – 2000УЗ:

$$F_{разгр} = 20000 \text{ Н}, \text{ высота изолятора } H_{изол} = 134 \text{ мм}$$

Проверка на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{изг} = 1,62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \text{ Н}; \quad (70)$$

$$F_{\text{изг}} = 1,62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \frac{1,62 \cdot 30136^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 11050 \text{ Н}$$

Поправка на высоту коробчатых шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + c + h/2}{H_{\text{из}}}; \quad (71)$$

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + c + h/2}{H_{\text{из}}} = \frac{134 + 7 + 150/2}{134} = 1,61$$

где κ_h - поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, $\kappa_h = 1$,

$$F_{\text{расч}} = K_h \cdot F_{\text{и}} = 1,61 \cdot 11050 = 17901 \text{ Н} > 0,6 \cdot F_{\text{разг}} = 12000 \text{ Н};$$

Таким образом, ОФ – 10 – 2000УЗ не проходит по механической прочности.

Выбираем изолятор ОФ – 10 – 3000УЗ $F_{\text{разг}} = 30000 \text{ Н}$, высота изолятора тогда :

$$F_{\text{расч}} = 17901 \text{ Н} < 0,6 \cdot 30000 \text{ Н}$$

Выбираем проходной изолятор П – 10 – 5000 – 4250:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А} > I_{\text{max}} = 4558 \text{ А}; F_{\text{разг}} = 42500 \text{ Н};$$

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{\text{расч}} = 0.5 \cdot F_{\text{н}} = 0.5 \cdot 11050 = 5525 \text{ Н} > 0.6 \cdot F_{\text{разг}} = 0.6 \cdot 42500 \text{ Н}. \quad (72)$$

7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, подогрев, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

В учебном проектировании с достаточной точностью можно определить нагрузку $P_{\text{с.н.мах}}$ и расход электроэнергии $W_{\text{с.н.}}$ ориентировочно по таблице 24.

Таблица 24 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с. н.

Тип электроустановки	$P_{\text{с.н.}}$, кВт	$W_{\text{с.н.}}/W_{\text{выр.}}$	K_c
Подстанция:			
-тупиковая	50-200 кВт	—	0,8
-проходная	200-500 кВт	—	0,8

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно по таблице 24.

Тогда используя данные таблицы 24, можно определить необходимую мощность с.н., МВА:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \frac{P_{\text{уст}}}{\cos\varphi}; \quad (73)$$

где $k_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент;
одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 400 \text{ кВт}$ – ориентировочная установленная активная мощность с. н.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{400}{0,85} = 376,47 \text{ кВт.}$$

Принимаем два трансформатора ТСЗ – 400/10.

Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд для ПС 110 – 220 кВ должна быть не более 630 кВ·А.

Трансформатор ТСЗ-400 используется во многих отраслях народного хозяйства, он предназначен для преобразования электрической энергии в электросетях трехфазного переменного тока частотой 50Гц, также трансформатор оборудован защитным кожухом, и имеет степень защиты IP21.

Трансформаторы устанавливаются в промышленных помещениях и общественных зданиях, к которым представляются повышенные требования в части пожаробезопасности, взрывозащищенности, экологической чистоты, обмотки и изоляционные детали активной части трансформаторов выполнены из материалов, не поддерживающих горения.

Трансформаторы имеют высокую надежность, требуют минимальных затрат на обслуживание, экономичны, просты в эксплуатации [13].

7.9 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от

перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (74)$$

где $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (75)$$

где $U_{max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (Рисунок 8), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

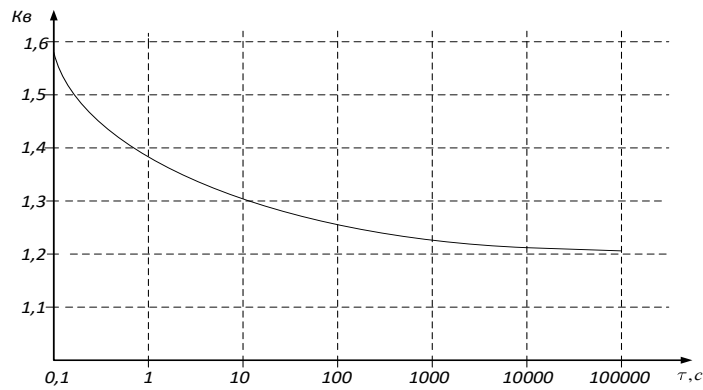


Рисунок 11 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 \cdot U_{ном}$ – в сетях 35-220 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \quad (76)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (77)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от U_{ocm} , его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 25.

Таблица – 25 Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (78)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \cdot U_{ocm} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (79)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

На подстанции ОПН подключим к шинам ОРУ 110 и 35 кВ вблизи силового трансформатора, а также вблизи трансформаторов напряжения. Для защиты силового трансформатора со стороны 10 кВ, а также КРУ 10 кВ устанавливаем ОПН на

каждую секцию КРУ 10 кВ. Со стороны 10 кВ трансформатора установка не производится ввиду того, что зона защиты ОПН, устанавливаемого на шинах КРУ 10 кВ, включает в себя силовой трансформатор.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию (74):

$$U_{\text{нд}} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,92 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{\text{расч.ОПН}} = \frac{6,92}{1,21} = 5,73 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 26.

Таблица 26 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	38,3
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

Аналогично выберем ОПН на стороне 35 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 35 кВ, согласно условию (74):

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,24 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{23,24}{1,21} = 19,2 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки. ОПН-П-35/42/10/760 УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 27.

Таблица 27 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-35/42/10/760 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-35/42/10/760 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	42
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	140
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	3,8

Аналогично выберем ОПН на стороне 110 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 110 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,32 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{73,32}{1,21} = 60,59 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 28.

Таблица 28 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	73
Номинальный разрядный ток, кА	20
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	310
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

7.10 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (80)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{115}{2,15} = 54.$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{110}{1,75} = 63.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (81)$$

$$n_{доб} = 63 - 54 = 9.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (82)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 24$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{Тmax}, \quad (83)$$

где $I_{Тmax}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Тmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58;$$

Окончательно принимаем СК – 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п} \text{ А}, \quad (84)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 \text{ В.} \tag{85}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ В.}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

8 ВЫБОР ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПС

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя [29].

Продольные магистрали сетки укладываются вдоль рядов оборудования ОРУ. Поперечные с переменным шагом ячейки, при этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать следующих значений, м: 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,5; 20.

Заземляющее устройство подстанции 110/35/10 кВ должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом.

Определяется площадь S используемая под заземление подстанции:

$$S = 100 \cdot 55 = 5500 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L=5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (86)$$

где $I_k^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания;

t – время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

β - коэффициент, для стали равный 21;

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{5000^2 \cdot 0.2}{400 \cdot 21}} = 24 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор.} = \pi \cdot \delta_{cp} \cdot (d_{np.} + \delta_{cp}), \quad (87)$$

где δ_{cp} - средняя глубина коррозии, мм, по сечению проводника, определяемая по формуле :

$$\delta_{cp} = a_k \cdot \ln^3 \cdot T + b_k \cdot \ln^2 \cdot T + c_k \cdot \ln \cdot T + d_k, \quad (88)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий;

$$\delta_{cp} = 0,005 \cdot \ln^3 \cdot 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 \cdot 240 - 0,041 \cdot \ln \cdot 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм}$$

$$F_{кор.} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (10 + 0,1) = 3,2 \text{ мм}^2$$

Делается проверка выбранного сечения по вышеприведенным условиям:

$$F_{мин.мех.} \leq S_{np.в.} \geq F_{m.c} + F_{кор.};$$

$$78,5 \leq 78,5 \geq 3,2 + 24,4$$

По результатам проверки подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции.

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6 * 6 метров [29].

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a=6$ м. Шаг ячейки между поперечными магистралями заземления принимается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. План расположения заземляющего устройства приводится на листе 6 графической части проекта.

Определяется значение сопротивления одного вертикального заземлителя по формуле:

$$R_{в1} = \frac{\rho}{2\pi \cdot L} \left(\ln \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+L}{4t-L} \right), \quad (89)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L –длина электрода, м;

d –внешний диаметр электрода, м;

t –глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м.

Удельное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_1 = K_c \cdot \rho \text{ Ом}\cdot\text{м}, \quad (90)$$

$$\rho_1 = 1.2 \cdot 50 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

где $K_C=1,2$ - коэффициент сезонности, учитывающий фактор высыхания грунта после замеров.

Принимаем к установке 20 вертикальных электродов диаметром 10 мм и длиной 5 метров. Определяется сопротивление одного электрода:

$$R_{в1} = \frac{60}{2\pi \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0.01} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2.5 + 5}{4 \cdot 2.5 - 5} \right) = 23,8 \text{ Ом}$$

На чертеже производится размещение вертикальных электродов и измеряется длина горизонтальных электродов. Сопротивление одного горизонтального электрода определяется по формуле:

$$R_{гор} = \frac{\rho}{2\pi \cdot L} \cdot \ln \frac{L^2}{d \cdot t}, \quad (91)$$

где d – диаметр проводника, м.

По чертежу определяется количество и длина горизонтальных заземлителей - 50 по 25 метров.

$$R_{гор} = \frac{60}{2\pi \cdot 25} \cdot \ln \frac{25^2}{0.01 \cdot 0.8} = 4,3 \text{ Ом}$$

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{стат} = \frac{R_{верт} \cdot R_{гор}}{\eta \cdot (n_{верт} \cdot R_{гор} + n_{гор} \cdot R_{верт})}, \quad (92)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя, $\eta = 0,5$

$$R_{\text{стац}} = \frac{23.8 \cdot 4.3}{0.5 \cdot (20 \cdot 4.3 + 50 \cdot 23.8)} = 0,16 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{\text{и}}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{\text{стац}}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{\text{и}}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{стац}} \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (93)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}} \quad (94)$$

где S - площадь используемая под заземлитель, $S = 4860 \text{ м}^2$.

$I_{\text{мол}}$ - ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4860}}{(60 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,6$$

$$R_{\text{и}} = 0,16 \cdot 1,6 = 0,256 \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Результаты расчёта сравниваются с допустимым сопротивлением и делается вывод, что данный заземлитель проходит по сопротивлению растеканию.

9 РАСЧЕТ ЗОНЫ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях (например, прожекторные мачты) [11].

Защита подстанции «Алексеевская» от ударов молнии осуществляется четырьмя молниеотводами, два из которых установлены на линейных порталах высотой 20 метров, а два других молниеотвода выполнены отдельностоящими высотой 25 метров.

Так как используются несколько молниеотводов различной высоты, то зону защиты определяют как зону защиты попарно взятых соседних молниеотводов. Два молниеотвода рассматриваются как совместно действующие, если расстояние между любыми из стержней не превышает $4h$ для зоны A.

Схема молниезащиты территории подстанции изображена на рисунке 8. Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной, а остальные ее части называются торцевыми.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

В плане торцевые части представляют собой полуокружности радиусом r_0 или r_x , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте h_x , а третья расположена посередине между ними на высоте h_{cx} .

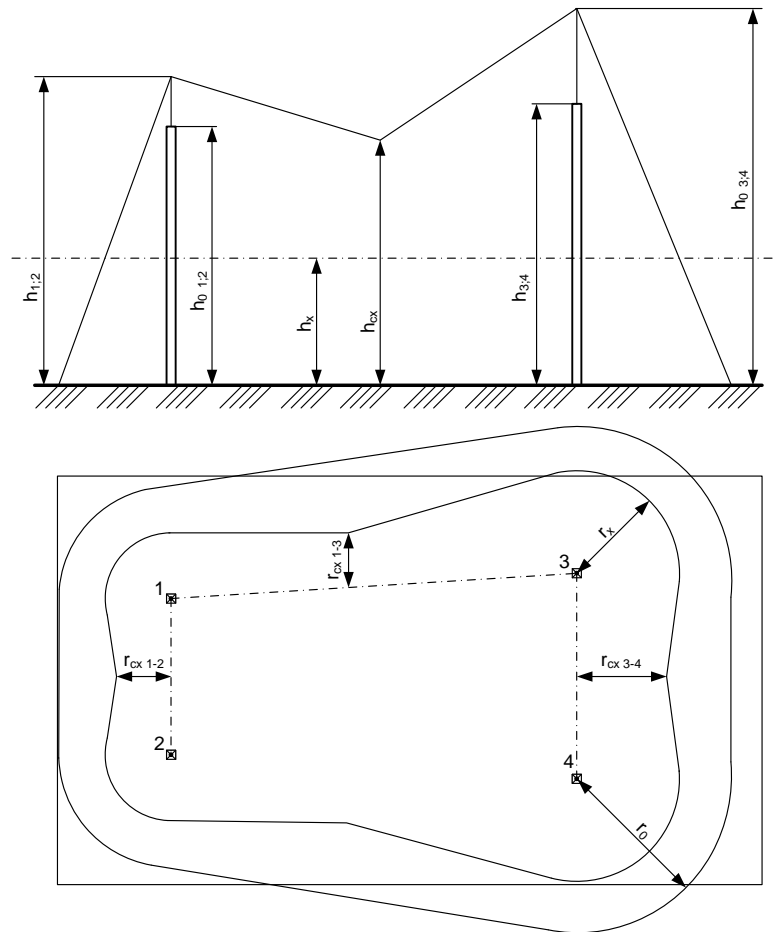


Рисунок 12 – Схема молниезащиты территории подстанции.

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты:

зона А: при $L > h$

$$h_0 = 0.85 \cdot h, \quad (95)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (96)$$

$$h_c = h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h); \quad (97)$$

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right), \quad (98)$$

где h_0 – высота зоны защиты единичного молниеотвода, м;
 h – фактическая высота молниеотвода, м;
 r_0 – радиус зоны защиты на уровне земли, м;
 h_c – высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м;
 L – расстояние между молниеотводами, м;
 r_x – радиус зоны защиты на высоте h_x ;
 h_x – высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

Основным условием защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зонам защиты A и B, является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводах .

Расчет по формулам производится для защиты объектов подстанции «Алексеевская», находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов ОРУ 110кВ;
- 6 м для остального оборудования.

Рассматривается зона защиты парных молниеотводов, установленных на линейных порталах ОРУ-110 кВ (20 м). Расстояние L между молниеотводами 46,5 и 15,5 метров.

Для молниеотвода высотой 20 метров:

$$h_0 = 0.85 \cdot 20 = 17 \text{ м}$$

$$r_{01} = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = (1.1 - 0.002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м}$$

$$h_{c1} = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h) \cdot (L - h) = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (46,5 - 20) = 15,64$$

Определяется r_x для зоны защиты на высоте h_x – 8 м, 6 м.:

$$r_{x11} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17} \right) = 11,22 \text{ м}$$

$$r_{x12} = r_o \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{6}{17} \right) = 13,72 \text{ м}$$

Для молниеотвода высотой 20 метров расчет производится аналогичным образом:

h_0	17
r_0	21,2
h_c	15,64
$r_{x21(8)}$	20,5
$r_{x22(6)}$	26,62

Аналогично производится расчет для парных молниеотводов высотами : 20 м – 20 м и расстояниями 44,7 – 56 метров соответственно.

Результаты расчета парных молниеотводов сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Габариты зоны защиты парных молниеотводов

Молниеотводы	Расстояние, м	Ширина половины горизонтального сечения r_{cx} на высоте h_x , м	
		8	6
1-2	44,7	20,90	26,62
2-3	56	18,05	24,79
3-4	44,7	20,90	26,62
4-1	56	18,05	24,79

Из результатов расчета видно, что основное условие защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зоне защиты \underline{A} выполняется. Для всех попарно взятых молниеотводов $r_{cx} > 0$.

Зоны защиты молниеотводов вынесены на листе графической части проекта.

10 РАСЧЕТ УСТАВОК ЦИФРОВЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

Расчет дифференциальной токовой защиты силового трансформатора ТДТН-40000/110/35/10, выполненной на реле типа ДЗТ – 21 при учете действия устройств РПН

10.1 Расчет первичных и вторичных токов сторон трансформатора

Проверим возможность выполнения дифференциальной токовой защиты силового трансформатора ТДТН-40000/110 на реле с торможением ДЗТ-21, при наличии двух источников питания.

Таблица 30 – Расчет первичных и вторичных токов сторон трансформатора

Обозначение параметра	Расчетная формула	Результаты расчета		
		Сторона высокого напряжения – 115 кВ	Сторона среднего напряжения – 38,5 кВ	Сторона низкого напряжения – 11 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток, А	$I_{перв.ном.i} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,817$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599,844$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099,455$
Схема соединения тр-ров тока		треугольник	треугольник	звезда
Коэффициент схемы	$k_{сх.i}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1

Расчет- ный первичный ток, А	$I_{перв.расч.i} = I_{перв.ном.i} \cdot k_{сх.i}$	$200,817 \cdot \sqrt{3} = 347,825$	$599,844 \cdot \sqrt{3} = 1038,960$	2099,455
Принятый к установке $k_{ТА.i}$	$k_{ТА.уст.i} \geq \frac{I_{перв.расч.i}}{5}$	400 / 5	1500 / 5	3000 / 5
Вторичный ток, А	$I_{втор.ном.i} = \frac{I_{перв.ном.i} \cdot k_{сх.i}}{k_{ТА.уст.i}}$	$\frac{200,817 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 4,347$	$\frac{599,844 \cdot \sqrt{3}}{1500/5} = 3,463$	$\frac{2099,455 \cdot I}{3000/5} = 3,499$

10.2 Выбор параметров

Выполняем выбор параметров выравнивающих автотрансформаторов (ТЛн), трансреактора (ТАВ) и промежуточных трансформаторов тока (ТАн) цепи торможения. За основную сторону принята сторона высокого напряжения 110 кВ.

Методика выбора параметров:

1. Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности, выбираются трансформаторы тока на всех сторонах защищаемого трансформатора и, с учетом коэффициента схемы $k_{сх}$, рассчитываются вторичные номинальные токи в плечах защиты

$$I_{вт.ном.i}$$

2. Выбираются ответвления автотрансформатора тока ТЛ для основной стороны (например, для стороны основного питания) по условию:

$$I_{отв.ном.осн.ТЛ} \leq I_{вт.ном.осн.} \quad (100)$$

где $I_{отв.ном.осн.TL}$ – значение тока автотрансформатора тока

Промежуточный автотрансформатор тока TL1 типа АТ-31 выполнен повышающим для увеличения приведенного вторичного тока, в том числе и при применении трансформаторов тока со вторичным номинальным током 1 А. Промежуточный автотрансформатор тока TL2 типа АТ-32 выполнен понижающим для уменьшения приведенного вторичного тока при вторичных номинальных токах более 5 А.

3. Определяются расчетные значения токов ответвлений автотрансформаторов (при их отсутствии – трансреактора реле ТАВ) для неосновных n сторон защиты:

$$I_{отв.расч.n} \leq I_{вт.ном.n} \cdot \frac{I_{отв.ном.осн.}}{I_{вт.ном.осн.}} \quad (101)$$

4. Выбираются ответвления автотрансформатора тока TL для неосновных n сторон:

$$I_{отв.ном.n} \leq I_{отв.расч.n} \quad (102)$$

Для выбранного тока дается значение тока трансреактора реле $I_{отв.ном.n.TAV}$ и указываются соответствующие ответвления автотрансформатора тока и трансреактора.

5. Определяются типы автотрансформаторов тока (АТ-31, АТ-32) и их коэффициенты трансформации

$$K_{TL.n} = I_{отв.ном.TTn} / I_{отв.ном.TAVn} \quad (103)$$

6. Находятся расчетные токи ответвлений трансформаторов тока

$$I_{отв.торм.расч.n} = I_{вт.ном.n} / K_{TL.n} \cdot \quad (104)$$

7. Выбираются номера ответвлений и соответствующие номинальные токи трансформаторов тока ТА реле и приставки дополнительного торможения при ее использовании (полученное расчетное значение округляется до ближайшего номинального):

$$I_{отв.торм.ном.n} \leq I_{отв.торм.расч.n} \cdot \quad (105)$$

Номера используемых ответвлений приставки и значения их номинальных токов приведены в [9].

Таблица 31 – Выбор ответвлений автотрансформаторов тока, трансреактора и реле

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон		
		Сторона высшего напряжения 115 кВ	Сторона среднего напряжения – 38,5 кВ	Сторона низкого напряжения – 11 кВ
1	2	3	4	5
1. Ном-й ток принятого отв-я автотрансформатора тока на основной стороне, А	$I_{отв.ном.осн.} \leq I_{вт.ном.осн.}$	4,29	–	–

<p>2. Расчетный ток отвлечения автотрансформатора тока на неосновной стороне, А</p>	$I_{отв.расч.n} \leq I_{вт.ном.n} \cdot \frac{I_{отв.ном.осн.}}{I_{вт.ном.осн.}}$	<p>—</p>	$3,463 \cdot \frac{4,29}{4,347} \cong \cong 3,417$	$3,499 \cdot \frac{4,29}{4,347} \cong \cong 3,453$
<p>3. Тип автотрансформатора тока</p>		<p><i>AT – 31</i></p>	<p><i>AT – 31</i></p>	<p><i>AT – 31</i></p>
<p>4. Ном-й ток (А) и номера отв-ия автотрансформатора тока, к которому подводятся вторичные токи в плече защиты</p>	$I_{отв.ном.n}$	<p>4,29; №1 – 8</p>	<p>3,41; №1 – 7</p>	<p>3,41; №1 – 7</p>
<p>5. Расч-й ток (А) и номера отв-я авт-ра тока, к которому подключается реле</p>		<p>5,0; №1 – 10</p>	<p>5,0; №1 – 9</p>	<p>5,0; №1 – 9</p>
<p>6. Ном-й ток (А) и номер пр. отв-я трансреактора реле</p>	$I_{отв.ном.n.TAV}$	<p>5,0; №1</p>	<p>5,0; №1</p>	<p>5,0; №1</p>

<p>7. Коэффициент трансформации ат-ов тока</p>	$K_{TL.n} ,$ $K_{TL.n} = \frac{I_{отв.ном.ТТn}}{I_{отв.ном.ТАVn}}$	$\frac{4,29}{5,0} = 0,858$	$\frac{3,41}{5,0} = 0,682$	$\frac{3,41}{5,0} = 0,682$
<p>8. Расчетный ток (А) ответвления промежуточных ТТ цепи торможения реле</p>	$I_{отв.торм.расч.n} = \frac{I_{отв.ном.n}}{K_{TL.n}}$	$\frac{4,347}{0,858} \cong 5,066$	$\frac{3,463}{0,682} \cong 5,077$	$\frac{3,499}{0,682} \cong 5,130$
<p>9. Номинальный ток принятого ответвления приставки и промежуточных ТТ, А</p>	$I_{отв.торм.ном.n} \leq I_{отв.торм.расч.n}$	<p>5,0; №1</p>	<p>5,0; №1</p>	<p>5,0; №1</p>

Принимаем торможение от токов всех сторон защищаемого трансформатора. Тогда предварительная уставка принимается

$$I_{торм*нач.} = I.$$

Максимальный тормозной ток, соответствующий началу торможения, будет в режимах внешнего к.з., когда токи протекают только по плечам защиты, где выбраны ответвления промежуточных трансформаторов тока цепей торможения с номинальным током 5 А.

Рассчитаем тормозные токи, соответствующие началу торможения, для всех трех точек внешнего трехфазного к.з.:

– для точек К1 (на шинах СН) и К3 (на шинах ВН):

$$I'_{\text{торм.нач.}} = 0,5 \cdot I_{\text{ном.}} \cdot \left(k_{\text{ток.1}} \frac{I_{\text{отв.торм.ном.В}}}{I_{\text{отв.торм.расч.В}}} + k_{\text{ток.2}} \frac{I_{\text{отв.торм.ном.С}}}{I_{\text{отв.торм.расч.С}}} \right) \quad (106)$$

$$I'_{\text{торм.нач.}} = 0,5 \cdot I_{\text{ном.}} \cdot \left(1 \cdot \frac{5}{5,066} + 1 \cdot \frac{5}{5,077} \right) \cong 0,985 \cdot I_{\text{ном.}};$$

– для точки К2 (на шинах НН):

$$I''_{\text{торм.нач.}} = 0,5 \cdot I_{\text{ном.}} \cdot \left(k_{\text{ток.В-Н}} \frac{I_{\text{отв.торм.ном.В}}}{I_{\text{отв.торм.расч.В}}} + k_{\text{ток.С-Н}} \frac{I_{\text{отв.торм.ном.С}}}{I_{\text{отв.торм.расч.С}}} + k_{\text{ток.3}} \frac{I_{\text{отв.торм.ном.Н}}}{I_{\text{отв.торм.расч.Н}}} \right) \quad (107)$$

$$I''_{\text{торм.нач.}} = 0,5 \cdot I_{\text{ном.}} \cdot \left(0,24 \cdot \frac{5}{5,066} + 0,76 \cdot \frac{5}{5,077} + 1 \cdot \frac{5}{5,13} \right) = 0,98 \cdot I_{\text{ном.}}$$

Результаты показывают, что определяющим является ток

$$I'_{\text{торм.нач.}} \cong 0,985 \cdot I_{\text{ном.}}$$

Определяем ток небаланса в режиме, соответствующем началу торможения при КЗ в точке К1.

Определяем первичный относительный ток небаланса в режиме, соответствующем началу торможения:

$$I_{*нб\Sigma} = \left(k_{a.пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon_i + \sum_I^n \Delta U_n k_{ток.n} + \sum_I^{n-1} \Delta I_n k_{ток.n} \right) \quad (108)$$

$$I_{*нб\Sigma} = \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 \cdot 1 + 0,05 \cdot 1 + \frac{3,417 - 3,41}{3,417} \cdot 1 \right) = 0,222$$

Ток небаланса в режиме, соответствующем началу торможения:

$$I_{нб.торм.нач} \leq I_{*нб\Sigma} \cdot I'_{торм.нач.} \quad (109)$$

$$I_{нб.торм.нач} = 0,222 \cdot 0,985 \cdot I_{ном.} \cong 0,219 \cdot I_{ном.}$$

Определяем минимальный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения по двум условиям:

- 1) по условию отстройки от расчетного тока небаланса в режиме,
- 2) соответствующем началу торможения:

$$I_{с.з.мин.} \geq k_n \cdot I_{нб.торм.нач.}; \quad (110)$$

$$I_{с.з.мин.} = 1,5 \cdot 0,219 \cdot I_{ном.} \cong 0,328 \cdot I_{ном.}$$

- 3) по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение:

$$I_{с.з.мин.} \geq 0,3 \cdot I_{ном.} \quad (111)$$

Из двух полученных значений выбирается большее, т.е

$$I_{с.з.мин.} = 0,328 \cdot I_{НОМ.}, I_{*с.з.мин.} = 0,328.$$

Определяем относительные минимальные токи срабатывания реле для всех плеч защиты:

– сторона СН

$$I_{*с.р.мин.} = I_{*с.з.мин.} \cdot \frac{I_{вт.ном.п}}{I_{отв.ном.п}}; \quad (112)$$

$$I_{*с.р.мин.} = 0,328 \cdot \frac{3,463}{3,41} = 0,333$$

– сторона НН

$$I_{*с.р.мин.} = I_{*с.з.мин.} \cdot \frac{I_{вт.ном.п}}{I_{отв.ном.п}}; \quad (113)$$

$$I_{*с.р.мин.} = 0,328 \cdot \frac{3,499}{3,41} = 0,336$$

– сторона ВН

$$I_{*с.р.мин.} = I_{*с.з.мин.} \cdot \frac{I_{вт.ном.п}}{I_{отв.ном.п}}. \quad (114)$$

$$I_{*с.р.мин.} = 0,328 \cdot \frac{4,347}{4,29} = 0,332$$

Принимаем уставку $I_{*c.p.} = 0,336$ для ее выставления на реле с помощью переменного резистора R13.

Определяем действительные токи срабатывания чувствительного органа защиты для всех плеч защиты, соответствующие принятой уставке $I_{*c.p.} = 0,336$:

– сторона СН

$$I_{c.z.мин.} = I_{*c.p.} \cdot I_{отв.ном.n} \cdot K_{TL.n} \cdot \frac{k_{TA.n}}{k_{сх.n}} \text{ А}; \quad (115)$$

$$I_{c.z.мин.} = 0,336 \cdot 3,41 \cdot \frac{3,41}{5} \cdot \frac{1500 / 5}{\sqrt{3}} = 135,343 \text{ А}$$

$$I_{*c.z.мин.} = \frac{I_{c.z.мин.n}}{I_{перв.ном.n}} \text{ о.е.}; \quad (116)$$

$$I_{*c.z.мин.} = \frac{135,343}{599,844} = 0,225 \text{ о.е.}$$

– сторона НН

$$I_{c.z.мин.} = I_{*c.p.} \cdot I_{отв.ном.n} \cdot K_{TL.n} \cdot \frac{k_{TA.n}}{k_{сх.n}} \text{ А}; \quad (117)$$

$$I_{c.z.мин.} = 0,336 \cdot 3,41 \cdot \frac{3,41}{5} \cdot \frac{3000 / 5}{1} = 468,844 \text{ А}$$

$$I_{*c.з.мин.} = \frac{I_{c.з.мин.п}}{I_{перв.ном.п}} \text{ о.е.}; \quad (118)$$

$$I_{*c.з.мин.} = \frac{468,844}{2099,455} = 0,223 \text{ о.е.}$$

– сторона ВН

$$I_{c.з.мин.} = I_{*c.р.} \cdot I_{отв.ном.п} \cdot K_{TL.п} \cdot \frac{k_{ТА.п}}{k_{сх.п}} \text{ А}; \quad (119)$$

$$I_{c.з.мин.} = 0,336 \cdot 4,29 \cdot \frac{4,29}{5} \cdot \frac{400 / 5}{\sqrt{3}} = 57,123 \text{ А}$$

$$I_{*c.з.мин.} = \frac{I_{c.з.мин.п}}{I_{перв.ном.п}} \text{ о.е.}; \quad (120)$$

$$I_{*c.з.мин.} = \frac{57,123}{200,817} = 0,284 \text{ о.е.}$$

10.3 Расчет коэффициента торможения защиты.

Предварительно выпишем, токи при трехфазных внешних к.з.:

– в точку К1 (на стороне СН) ток протекает через обмотки трансформатора в

направлении ВН→СН: $I_{K1.макс.(C1)}^{(3)} = 1,675 \text{ кА}; k_{ток.1} = 1$

– в точку К3 ток протекает через обмотки трансформатора в направлении

СН→ВН: $I_{K3.макс.(C2)}^{(3)} = 1,551 \text{ кА}, k_{ток.2} = 1;$

– в точку К2 ток протекает через обмотки трансформатора от сторон ВН и СН →НН: $I'_{K2.макс.} = 0,652$ кА, $I''_{K2.макс.} = 1,692$ кА, $I'''_{K2.макс.} = 2,345$ кА, $k_{ток.В-H} = 0,652 / 2,345 = 0,28$; $k_{ток.С-H} = 1,692 / 2,345 = 0,72$.

В качестве первого рассматриваемого режима принимаем внешнее трехфазное к.з. в точке К1, при котором через защиту протекает максимальный ток: ВН→СН, $I_{K1.макс.(C1)}^{(3)} = 1675$ кА.

Относительный ток небаланса $I_{*нб.расч.вт.}$ состоит из трех составляющих относительных расчетных вторичных токов небаланса:

$$I_{*нб.расч.вт.} = I'_{*нб.расч.вт.} + I''_{*нб.расч.вт.} + I'''_{*нб.расч.вт.} \quad (121)$$

Первая составляющая тока небаланса рассчитывается по формулам:

$$I'_{*нб.расч.вт.} = k'_{a.пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon' \cdot I_{*к.з.вт.} \quad (122)$$

$$I_{*к.з.вт.} = \frac{I_{к.з.перв.} \cdot k_{сх}}{k_{ТА} \cdot K_{ТЛ} \cdot I_{отв.ном.}} \quad (123)$$

где $I_{*к.з.вт.}$ – относительный вторичный ток расчетного внешнего к.з., подводимый к ответвлению трансреактора реле ТАУ от рассматриваемого плеча защиты;

$I_{к.з.перв.}$ – первичный ток расчетного внешнего к.з. в рассматриваемом плече защиты;

$I_{отв.ном.}$ – принятый номинальный ток ответвления трансреактора реле ТАУ рассматриваемого плеча защиты.

В формуле для $I'_{*нб.расч.вт.}$ принимается $k'_{a.пер.} = 2$, $\varepsilon' = 0,1$.

Внешнее к.з. на стороне СН:

$$I'_{*к.з.вт.} = \frac{1675 \cdot (110 / 38,5) \cdot \sqrt{3}}{(1500 / 5) \cdot (3,41 / 5) \cdot 5} = 8,102$$

$$I'_{*нб.расч.вт.} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 8,102 = 1,620$$

Внешнее к.з. на стороне НН ($I'''_{КЗ.макс.} = 2,345$ кА):

$$I'_{*к.з.вт.} = \frac{2345 \cdot (110 / 11) \cdot 1}{(3000 / 5) \cdot (3,41 / 5) \cdot 5} = 11,461;$$

$$I'_{*нб.расч.вт.} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 11,461 = 2,292$$

Внешнее к.з. на стороне ВН ($I^{(3)}_{КЗ.макс.(С2)} = 1,551$ кА):

$$I'_{*к.з.вт.} = \frac{1551 \cdot \sqrt{3}}{(400 / 5) \cdot (4,29 / 5) \cdot 5} = 7,827;$$

$$I'_{*нб.расч.вт.} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 7,827 = 1,565$$

Вторая составляющая небаланса рассчитывается по выражению:

$$I''_{*нб.расч.вт.} = \Delta U_{\alpha} \cdot I'_{*к.з.вт.\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot I'_{*к.з.вт.\beta} \quad (124)$$

где $I'_{*к.з.вт.\alpha}$ и $I'_{*к.з.вт.\beta}$ – относительные вторичные токи при расчетном внешнем КЗ, подводимые к ответвлениям трансреактора реле ТАУ от плеч защиты,

соответствующих сторонам защищаемого оборудования, на которых производится регулирование напряжения.

Внешнее к.з. на стороне СН:

$$I_{*к.з.вт.а} = \frac{1675 \cdot \sqrt{3}}{(400 / 5) \cdot (4,29 / 5) \cdot 5} = 8,453 ;$$

$$I_{*к.з.вт.б} = \frac{1675 \cdot (110 / 38,5) \cdot \sqrt{3}}{(1500 / 5) \cdot (3,41 / 5) \cdot 5} = 8,102 ;$$

$$I''_{*нб.расч.вт.} = 0,12 \cdot 8,453 + 0,05 \cdot 8,102 = 1,419$$

Внешнее к.з. на стороне НН ($I'_{К2.макс.} = 0,652$ кА, $I''_{К2.макс.} = 1,692$ кА):

$$I_{*к.з.вт.а} = \frac{652 \cdot \sqrt{3}}{(400 / 5) \cdot (4,29 / 5) \cdot 5} = 3,290 ;$$

$$I_{*к.з.вт.б} = \frac{1692 \cdot (110 / 38,5) \cdot \sqrt{3}}{(1500 / 5) \cdot (3,41 / 5) \cdot 5} = 8,184 ;$$

$$I''_{*нб.расч.вт.} = 0,12 \cdot 3,290 + 0,05 \cdot 8,184 = 0,803$$

Третья составляющая тока небаланса. Для внешнего к.з. на стороне СН:

$$I'''_{*нб.расч.вт.} = \left| \frac{I_{отв.расч.} - I_{отв.ном}}{I_{отв.расч.}} \right| \cdot I_{*к.з.вт.} \quad (125)$$

$$I_{*нб.расч.вт.}''' = \left| \frac{3,417 - 3,41}{3,417} \right| \cdot 8,102 = 0,016.$$

В итоге, при внешнем к.з. на стороне СН (в точке *K1*):

$$I_{*нб.расч.вт.} = 1,620 + 1,419 + 0,016 = 3,055$$

Для точки *K2*, на стороне НН:

$$I_{*нб.расч.вт.}''' = \left| \frac{I_{отв.расч.} - I_{отв.ном}}{I_{отв.расч.}} \right| \cdot I_{*к.з.вт.а} + \left| \frac{I_{отв.расч.} - I_{отв.ном}}{I_{отв.расч.}} \right| \cdot I_{*к.з.вт.б} \quad (126)$$

$$I_{*нб.расч.вт.}''' = \left| \frac{4,347 - 4,29}{4,347} \right| \cdot 3,290 + \left| \frac{3,417 - 3,41}{3,417} \right| \cdot 8,184 = 0,059$$

В итоге, при внешнем к.з. на стороне НН (в точке *K2*):

$$I_{*нб.расч.вт.} = 2,292 + 0,803 + 0,059 = 3,154$$

В качестве расчетной величины принимаем большее значение $I_{*нб.расч.вт.}$ - для режима внешнего к.з. на стороне НН: $I_{*нб.расч.вт.} = 3,154$.

Относительные вторичные токи торможения рассчитываем для всех плеч защиты:

– при внешнем к.з. в точке *K1*:

сторона ВН

$$I_{*торм.расч.вт.} = \frac{1675 \cdot \sqrt{3}}{(400 / 5) \cdot (4,29 / 5) \cdot 5} = 8,453$$

сторона СН

$$I_{*торм.расч.вт.} = \frac{1675 \cdot (110 / 38,5) \cdot \sqrt{3}}{(1500 / 5) \cdot (3,41 / 5) \cdot 5} = 8,102 .$$

Итого:

$$0,5 \sum I_{*торм.расч.вт.} = 0,5 \cdot (8,453 + 8,102) = 8,277 .$$

– при внешнем к.з. в точке К2:

сторона ВН

$$I_{*торм.расч.вт.} = \frac{652 \cdot \sqrt{3}}{(400 / 5) \cdot (4,29 / 5) \cdot 5} = 3,290$$

сторона СН

$$I_{*торм.расч.вт.} = \frac{1692 \cdot (110 / 38,5) \cdot \sqrt{3}}{(1500 / 5) \cdot (3,41 / 5) \cdot 5} = 8,184 ;$$

сторона НН

$$I_{*торм.расч.вт.} = \frac{2345 \cdot (110 / 11) \cdot 1}{(3000 / 5) \cdot (3,41 / 5) \cdot 5} = 11,461 .$$

Итого:

$$0,5 \sum I_{* \text{торм. расч. вт.}} = 0,5 \cdot (3,290 + 8,184 + 11,461) = 11,467.$$

Результаты, как и в предыдущем примере, подтверждают, что расчетным является к.з. в точке К2.

Определяем относительный вторичный ток начала торможения для данного режима:

$$I_{\text{торм}^* \text{нач}} = 0,5 \cdot \sum \frac{I_{\text{отв. торм. ном. n}}}{I_{\text{отв. торм. расч. n}}} \cdot k_{\text{ток. l}} \quad (127)$$

$$I_{\text{торм}^* \text{нач}} = 0,5 \cdot \sum \cdot \left(\frac{5}{5,066} \cdot 1 + \frac{5}{5,077} \cdot 1 + \frac{5}{5,130} \right) \cong 1,417.$$

Коэффициент торможения

$$k_{\text{торм.}} = \frac{k_n \cdot I_{* \text{нб. расч.}} \cdot \frac{I_{\text{вт. ном. осн.}}}{I_{\text{отв. ном. осн.}}} - I_{* \text{с.р. мин.}}}{0,5 \cdot \sum I_{\text{торм}^* \text{ расч. n}} \cdot \frac{I_{\text{отв. торм. расч. n}}}{I_{\text{отв. торм. ном. n}}} - I_{\text{торм}^* \text{ нач.}}} \quad (128)$$

$$k_{\text{торм.}} = \frac{1,5 \cdot 2,727 - 0,336}{9,953 - 1,417} \cong 0,439.$$

Определяется первичный ток срабатывания отсечки по условию отстройки от максимального первичного тока небаланса при расчетном внешнем трехфазном

к.з. Принимается $k_{\text{а.пер.}}'' = 3$, $\varepsilon' = 0,1$:

$$I_{* \text{нб} \Sigma}'' = \left(k_{\text{а.пер.}}'' \cdot k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon' + \sum_I^n \Delta U_n k_{\text{ток. n}} + \sum_I^{n-1} \Delta I_n k_{\text{ток. n}} \right) \quad (129)$$

$$I_{* \text{нб} \Sigma}'' = (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,17 + 0,012) = 0,482,$$

$$I_{c.отс.расч.} = k_H \cdot I_{*H\bar{\Sigma}}'' \cdot I_{к.з.макс.}^{(3)} = 1,5 \cdot 0,482 \cdot 1675 = 1211,025 \text{ А.}$$

Находится относительное расчетное значение тока срабатывания отсечки:

$$I_{*отс.расч.} = \frac{I_{c.отс.расч.} \cdot k_{сх}}{k_{ТА} \cdot K_{ТЛ} \cdot I_{отв.ном.осн.}} \quad (130)$$

$$I_{*отс.расч.} = \frac{1211,025 \cdot \sqrt{3}}{(400 / 5) \cdot (4,29 / 5,0) \cdot 4,29} = 6,111 \text{ о.е.}$$

К установке принимается ближайшее большее значение - $I_{*отс.расч.уст.} = 6$

Проверяем чувствительность защиты в минимальных режимах.

Коэффициент чувствительности может быть определен по графику тормозной характеристики, построенному в осях: относительный вторичный дифференциальный ток $I_{*к.з.вт.}$ и полусумма относительных вторичных тормозных токов $0,5 \cdot \Sigma I_{*торм.вт.}$.

На график наносится точка A , соответствующая минимальному току металлического к.з. в зоне защиты для рассматриваемого режима. Координаты точки A определяются для рабочих (дифференциальных) и тормозных цепей соответственно как сумма и полусумма относительных вторичных токов, проходящих по всем сторонам защиты.

Прямая OA является геометрическим местом точек, соответствующих изменяющемуся переходному сопротивлению в месте к.з. при сохраняющемся отношении рабочего и тормозного токов. Эта прямая во всех случаях пересекает горизонтальный участок тормозной характеристики. В этой точке пересечения защита работает на пределе чувствительности с током $I_{*с.р.} = I_{*с.р.мин.}$.

Рассматриваем реальный минимальный режим двухфазного кз в точке К2 при отключенном выключателе $Q1$ на стороне ВН. Ток двухфазного к.з., подтекающий в место повреждения со стороны СН: $I_{K2.мин.(C2)}^{(2)} = 0,982$ кА.

Вторичный относительный ток к.з. равен

$$I_{*к.з.вт.} = \frac{982 \cdot (110 / 38,5) \cdot \sqrt{3}}{(1500 / 5) \cdot (3,41 / 5) \cdot 5} = 4,750.$$

Полусумма вторичного относительного тока торможения

$$0,5 \cdot I_{*торм.вт.} = 0,5 \cdot \frac{982 \cdot (110 / 38,5) \cdot \sqrt{3}}{(1500 / 5) \cdot 5} = 2,012.$$

Строим тормозную характеристику и прямую срабатывания $A1O$ (рис.13). Точка $A1$ имеет координаты (2,012; 4,750).

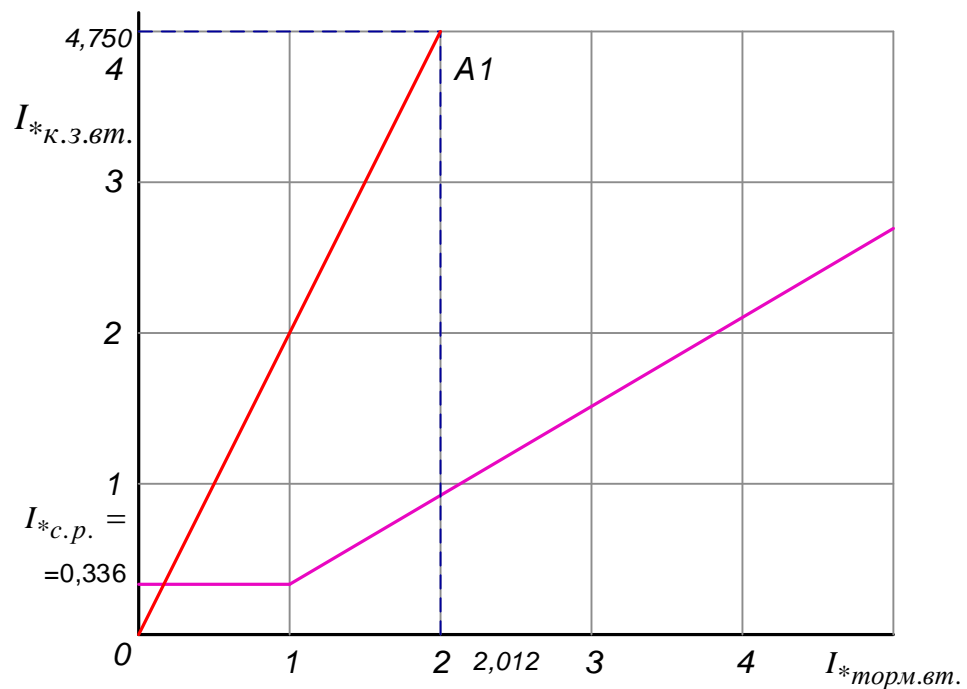


Рисунок 13 – Расчет чувствительности защиты по тормозной характеристике (режим 1).

Коэффициент чувствительности защиты в данном режиме

$$k_{ч(K2)} = \frac{I_{*к.з.вт.}}{I_{*с.р.}} = \frac{4,750}{0,336} \cong 14,136.$$

Рассмотрим еще один режим двухфазного к.з. в точке К2 – при включенных выключателях на сторонах ВН и СН. Токи, подтекающие от источников питания по плечам, соответственно, ВН и СН: $I_{К2..мин.}(C1)^{(2)} = 0,387$ кА, $I_{К2..мин.}(C2)^{(2)} = 0,796$ кА, поэтому:

– сторона ВН

$$I'_{*к.з.вт.} = I'_{*торм.расч.вт.} = \frac{387 \cdot \sqrt{3}}{(400 / 5) \cdot (4,29 / 5) \cdot 5} = 1,95$$

– сторона СН

$$I''_{*к.з.вт.} = I''_{*торм.расч.вт.} = \frac{796 \cdot (110 / 38,5) \cdot \sqrt{3}}{(1500 / 5) \cdot (3,41 / 5) \cdot 5} = 3,850.$$

Итого:

– сумма относительных вторичных токов, проходящих по всем сторонам защиты

$$\sum I_{*к.з.вт.} = I'_{*к.з.вт.} + I''_{*к.з.вт.} = 1,95 + 3,850 = 5,800 ;$$

– полусумма относительных вторичных тормозных токов, проходящих по всем сторонам защиты

$$0,5 \sum I_{*торм.расч.вт.} = 0,5 \cdot (I'_{*к.з.вт.} + I''_{*к.з.вт.}) = 0,5 \cdot (1,95 + 3,850) = 2,900 .$$

Точка А2 имеет координаты (2,900; 5,800). Строим тормозную характеристику и прямую срабатывания ОА2 (рис.14).

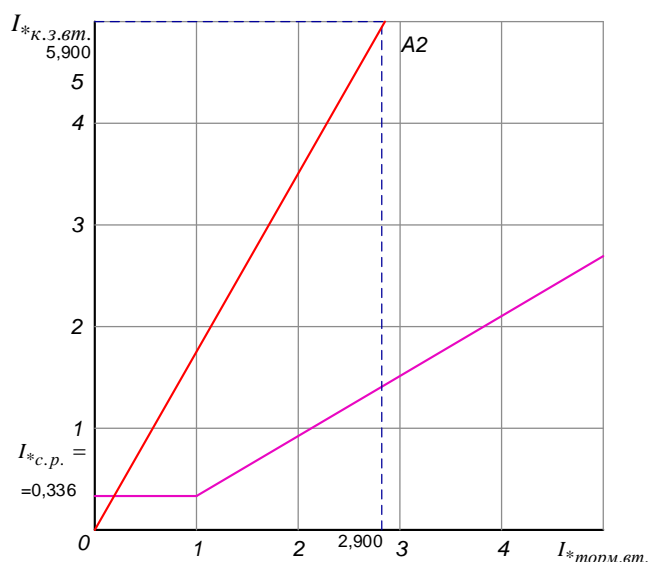


Рисунок 14 – Расчет чувствительности защиты по тормозной характеристике (режим 2)

Коэффициент чувствительности защиты в данном режиме

$$k_{ч(K2)} = \frac{\sum I_{*к.з.вт.}}{I_{*с.р.}} = \frac{5,800}{0,336} = 17,261$$

10.4 Результаты расчета

Результаты расчета защиты передаются наладчикам в предлагаемой ниже форме.

Используемые в защите трансформаторы тока:

- сторона 110 кВ: $k_{ТА.уст.ВН} = 400 / 5$ А, схема соединения «треугольник»;
- сторона 35 кВ: $k_{ТА.уст.ВН} = 1500 / 5$ А, схема соединения «треугольник»;
- сторона 10 кВ: $k_{ТА.уст.НН} = 3000 / 5$ А, схема соединения «звезда».

Таблица 32 – Принятые ответвления в дифференциальной и тормозной цепях защиты.

Параметры	Данные
1	2
– сторона 110 кВ:	
Ответвление ТЛ1 в сторону трансформаторов тока	4,29 А, (1-8)

Ответвление ТЛ I в сторону реле	5,0 А, (1-10)
Ответвление трансреактора ТА V	5,0 А, (1)
Ответвление промежуточных трансформаторов тока торможения ТА1	5,0 А, (1)
– сторона 35 кВ:	
Ответвление ТЛ II в сторону трансформаторов тока	3,41, (1-7)
Ответвление ТЛ II в сторону реле	5,0 А, (1-9)
Ответвление трансреактора ТА V	5,0 А, (1)
Ответвление промежуточных трансформаторов тока торможения ТА2	5,0 А, (1)
– сторона 10 кВ:	
Ответвление ТЛ III в сторону трансформаторов тока	3,41, (1-7)
Ответвление ТЛ III в сторону реле	5,0 А, (1-9)
Ответвление трансреактора ТА V	5,0 А, (1)
Ответвление промежуточных трансформаторов тока торможения ТА3(ПТ-1)	5,0 А, (1)
12.3. Минимальный ток срабатывания реле (регулировка R13) $I_{с.р.}$	$0,336 \cdot I_{ном}$
12.4. Коэффициент торможения (регулировка R12) $k_{торм.}$	0,439
12.5. Уставка начала торможения $I_{торм*нач.}$	1
12.6. Ток срабатывания реле отсечки $I_{отс.расч.уст.}$	$5 \cdot I_{ном}$
12.7. Время срабатывания защиты на отключение блока $t_{с.з.}, с$	0

Схема включения цепей переменного тока защиты, выравнивающих авто-трансформаторов и приставок дополнительного торможения для данного примера приведена на рис. 8, схема выходных цепей – на рис. 15.

11 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНИМАЕМЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Переход страны к рыночным отношениям и проводимые реформы обусловили новую ориентацию экономической и финансовой деятельности энергетических предприятий. При этом появилась необходимость решения задач, возникающих в рыночных условиях хозяйственной деятельности: совершенствования производственного учета и тарифов на электроэнергию; подготовки и переподготовки персонала; привлечения инвестиций в электроэнергетику, а также снижения издержек и себестоимости передаваемой потребителю электроэнергии.

В рыночных условиях финансовые вложения должны обеспечить их рост и надежный возврат, поэтому при проектировании и реконструкции современных систем электроснабжения, к которым относятся непосредственно подстанции, целесообразно и необходимо проводить экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций в проекты по строительству, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики.

Инвестиции – вложения в основные средства, в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих организаций, приобретение машин, оборудования, инвентаря и т.п., которые в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами бухгалтерского учёта относятся к капитальным вложениям.

Под инвестиционным проектом понимают комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды [15].

Для того чтобы оценить проектирование ПС «Алексеевская» необходимо найти капиталовложения, издержки, амортизационные отчисления.

11.1 Капиталовложения в подстанцию

Капиталовложения – это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

К новому строительству относится возведение зданий и сооружений, осуществляемое на новых площадках.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью затрат, включаемых в капиталовложения могут осуществляться подрядным и хозяйственным способом. В первом случае привлекается внешняя организация или фирма, специализирующаяся на сооружении и возведении энергетических и прочих строительных объектов, во втором предприятие создает временную организационную структуру, которая проводит строительно-монтажные работы.

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

- собственных финансовых ресурсов;
- заемных средств;
- привлеченных средств;

При технико-экономическом расчете будем пользоваться укрупненными стоимостными показателями. Их легко использовать для оценки стоимости энергообъекта. УСП не учитывает налоги, а также стоимость оборудования, которое намного меньше стоимости всего объекта. В капитальные вложения на сооружение подстанций входит стоимость оборудования, необходимого для постройки подстанции – трансформаторов, выключателей, а также на установку и наладку противоаварийной автоматики. Расчет капиталовложений в оборудования сведём в таблицы 33 – 34.

Таблица 33 – Стоимость трансформаторов

Оборудование	Количество	К _{ТР} млн. руб. (цены 2017 г)	Стоимость, млн. руб.
ТДТН-40000/110	2	11,9	72

Таблица 34 – Стоимость КРУ К-125

Оборудование	Количество	К _{ВЫКЛ} , млн. руб. (цены 2017 г)	Стоимость, млн. руб.
КРУ К-125 фирмы UniGear ZS1кВ	1	1,782361	1,876114

Так как стоимость элементов дана в ценах 2017 г, то в пересчете не нуждается.

Необходимо учитывать также постоянную часть затрат. Они необходимы для подготовки и благоустройства территории, станции, системы оперативного тока, подъездные дороги и т.д. Принимается с учетом схемы электрических соединений и напряжения 13 млн. руб. по состоянию на 2000 г. подстанции [15]:

$$K_{пост} = 5,5 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость освоения новых земель:

$$K_c = K_p (K_{КРУ} + K_{тр} + K_{токопровод} + K_{опи}), \quad (131)$$

где K_p - районный коэффициент, равный для Амурской области 1,3;

$$K_c = 1,3 \cdot (1,782361 + 11,9 + 1,37989 + 2,4) + 5 \cdot 25 \cdot 10^{-3} = 22,863 \cdot 10^3 \text{ млн. руб.}$$

11.2 Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек

11.2.1 Амортизационные отчисления

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции. Амортизационные отчисления включаются в себестоимость продукции.

Амортизационный период – срок полного погашения стоимости средств производства за счет амортизационных отчислений.

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (132)$$

где $\alpha_{ам,i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го вида основных средств, о.е.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (133)$$

где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования.

Срок службы основного оборудования, учитываемого в расчетах, составляет 20 лет.

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{20} = 0,05 \quad (134)$$

$$I_{ам} = 2,52 \cdot 10^3 \cdot 0,05 + 5,924 \cdot 10^3 \cdot 0,05 = 422,2 \text{ млн.руб.}$$

11.2.2 Отчисления на эксплуатацию

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системой профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также unplanned (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Отчисления на эксплуатацию определяются по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{нс}} \cdot \alpha_{\text{ЭКС.нс}} + K_{\text{вл}} \cdot \alpha_{\text{ЭКС.вл}}, \quad (135)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС.вл}}$, $\alpha_{\text{ЭКС.нс}}$ - норма ежегодных отчислений на эксплуатацию ВЛ и подстанции, ТР и ТО, %. приведена в источнике [15];

$K_{\text{нс}}$, $K_{\text{вл}}$ - капиталовложения в подстанцию и ВЛ, расчет приведен выше.

Для силового электрооборудования и распределительных устройств (КРУ, трансформаторы, и др.) $\alpha_{\text{ЭКС}} = 0,0121$

$$I_{\text{ЭКС}} = 2,52 \cdot 10^3 \cdot 0,0121 + 5,924 \cdot 10^3 \cdot 0,0025 = 45,3 \text{ млн. руб.}$$

7.3 Определение себестоимости

Издержки на собственные нужды подстанции найдем по формуле

$$I_{\text{сн нс.эл.}} = W_{\text{пер}} \cdot \alpha_{\text{сн}} \cdot T_{\text{себ}} \quad (136)$$

$$T_{\text{себ}} = 1,8 \text{ руб/кВт}\cdot\text{час},$$

где $\alpha_{\text{сн}} = 0,002$ – коэффициент, показывающий величину расхода электроэнергии на с.н. подстанции.

$W_{пер}$ – мощность, передаваемая подстанцией за год.

$T_{себ}$ – себестоимость 1 кВт электроэнергии.

Передаваемые мощности подстанцией за год определяется по формуле:

$$W_{пер} = P_{уст} \cdot T_{ч} = 270 \cdot 8760 = 2,365 \cdot 10^6 \text{ МВт}, \quad (137)$$

где $T_{ч}$ – число часов работы подстанции в год. $T_{ч} = 8760$ ч.

$$I_{сн \text{ пс.эл.}} = 2,365 \cdot 10^6 \cdot 1,8 \cdot 0,002 = 8515 \text{ руб.}$$

Прочие расходы определяем по формуле

$$I_{пр} = K_{\Sigma} \cdot \alpha_{пр},$$

где $\alpha_{пр}$ – коэффициент прочих расходов по с.н. подстанции. $\alpha_{пр} = 0,01$.

Тогда издержки на прочие нужды составят

$$I_{пр} = 8444 \cdot 0,01 = 84,44 \text{ млн.руб.}$$

Определим полный расход электроэнергии за год

$$W_{пол} = W_{пер} - \Delta W_{\Sigma} \text{ МВт*ч}, \quad (138)$$

где ΔW_{Σ} - суммарные потери в линии и трансформаторе.

$$W_{пол} = 2,365 \cdot 10^6 - 5,43 \cdot 10^3 \cdot 0,08 = 2,359 \cdot 10^6 \text{ МВт*ч}$$

Себестоимость выработки электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{пол}}, \quad (139)$$

где

$W_{пол}$ – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I_{Σ} – годовые затраты, млн. руб.;

Всего годовых затрат, млн. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + I_{ПР} + I_{сн} + \PhiЗП + ЕСН \quad (140)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления, посчитаны ранее;

$I_{ЭКС}$ – эксплуатационные отчисления, посчитаны ранее;

$I_{\Delta W}$ – издержки на собственные нужды подстанции и потери в трансформаторах;

$K_{ст}$ – капиталовложения в подстанцию по годам;

$I_{ПР}$ – прочие издержки, посчитаны ранее.

$$I_{\Sigma} = 422,2 + 45,3 + 808,6 + 84,44 + 8,51 + 10,32 + 3,509 = 1383 \text{ млн.руб.}$$

Рассчитаем себестоимость выработки электроэнергии:

$$C_{\Sigma} = \frac{1383}{2,359 \cdot 10^6} = 0,586 \frac{\text{руб}}{\text{кВ} \cdot \text{ч}}$$

12 ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ

12.1 Безопасность

Электрическая подстанция – это сложная электроустановка, выполняющая роль связующего, преобразующего и перераспределяющего звена при передаче электроэнергии на значительные расстояния. В процессе транспортировки преобразования электроэнергии осуществляется в диапазоне 0,4-1150 кВ.

На проектируемой подстанции 110/35/10 кВ «Алексеевская» требуется обеспечить безопасность персонала и требования к экологичности при непосредственном вводе в эксплуатацию подстанции.

В настоящее время для проектируемых и эксплуатируемых подстанций предъявляются жесткие требования к обеспечению безопасности и экологичности. Существует большая нормативная база, которая предписывает последовательность действий рабочего персонала на энергетических предприятиях, нормирующая различные показатели условий труда, а также располагающая рядом методов и расчетов по определению различных параметров трудовой сферы. Все эти меры и действия направлены, прежде всего, на то, чтобы не допустить или снизить негативное влияния различных вредных и ядовитых веществ на организм человека, а также предотвратить летальные исходы.

Опасные и вредные факторы воздействия на работников оперативно-выездной бригады при эксплуатации ПС

На проектируемой подстанции «Алексеевская» будет постоянно присутствовать дежурный по подстанции. В его обязанности входят: утренний, дневной и вечерний обход территории.

На людей, которые находятся на подстанции и вблизи во время эксплуатации воздействуют следующие факторы:

- а) шум, который создается установленными на подстанции «Алексеевская» двумя трехобмоточными трансформаторами мощностью 2х40 МВА;
- б) работы, проводимые на высоте;
- в) пожароопасность и взрывоопасность.

Согласно [23] наиболее опасными являются воздействия электрического поля 50 Гц на человека и работа на высоте. Следует в первую очередь обратить внимание на средства индивидуальной защиты работника и на заземляющие устройства.

Факторы воздействия электрического поля 50 Гц на человека

Механизм биологического действия электрического поля на организм человека изучен недостаточно. Предполагается, что нарушение регуляции физиологических функций организма обусловлено воздействием поля на различные отделы нервной системы. При этом повышение возбудимости центральной нервной системы происходит вследствие рефлекторного действия поля, а тормозной эффект - результат прямого воздействия поля на структуры головного и спинного мозга. Считается, что кора головного мозга, а также промежуточный мозг особенно чувствительны к воздействию электрического поля.

Предполагается также, что основным материальным фактором, вызывающим указанные изменения в организме, является индуцируемый в теле ток, а влияние самого электрического поля значительно меньше.

Наряду с биологическим действием электрическое поле обуславливает возникновение разрядов между человеком и металлическим предметом, имеющим иной, чем человек потенциал.

Если человек стоит непосредственно на земле или на токопроводящем заземленном основании, то потенциал его тела практически равен нулю, а если он изолирован от земли, то тело оказывается под некоторым потенциалом, достигающим иногда несколько киловольт.

Прикосновение человека, изолированного от земли, к заземленному металлическому предмету, равно как и человека, имеющего контакт с землей, к металлическому предмету, изолированному от земли, сопровождается прохождением через человека в землю разрядного тока, который может вызывать болезненные ощущения, особенно в первый момент. Часто прикосновение сопровождается искровым разрядом.

В случае прикосновения к изолированному от земли металлическому предмету большой протяженности (трубопровод, проволочная ограда на деревянных стойках и т.п.) или большого размера (крыша деревянного здания и пр.) ток, проходящий через человека может достигать значений, опасных для жизни.

Различают следующие виды вредного воздействия электрического поля вблизи ВЛ на человека:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

- воздействие электрических разрядов (импульсного тока). Возникающего при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

К основным электрозащитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- устройства для прокола кабеля, указатели повреждения кабелей;

К дополнительным электрозащитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся:

- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты;
- диэлектрические ковры;
- изолирующие подставки и накладки;
- изолирующие колпаки.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы на электроустановке, является защитное заземление, которое осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников, для обеспечения безопасности персонала при обслуживании и проведении ремонтов электрооборудования ПС. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений:

- 1) защитное – для обеспечения электробезопасности;
- 2) рабочее – для обеспечения нормальных режимов работы установки;
- 3) молниезащитное – для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений.

Расчет заземления был проведен ранее в п.8 выпускной квалификационной работы.

Мероприятия по обеспечению безопасности работников при эксплуатации подстанции.

Передача электроэнергии особенно на высоких уровнях напряжений (110, 35, 10 кВ на проектируемой подстанции) несет потенциальную опасность для работающих. Для обеспечения безопасности необходимо соблюдать организационные мероприятия, которые должны обеспечивать лица ответственные за безопасность проведения работ в электроустановках [16]:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ,
- выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

На подстанциях 110 кВ и выше открытого типа ремонт или замена электроустановок зачастую производятся с помощью кранов или работ персонала на высоте, поэтому для обеспечения безопасности предъявляются жесткие требования при ведении данных работ.

Категорически запрещается:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- д) выполнять работы под линиями электропередачи;
- е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Защита при работах на высоте:

- перед началом работы необходимо проверить исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей.
- при работе на настилах и подмостях весь инструмент держать в ящике и не оставлять на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей.

Работать под настилом запрещается.

- на высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением

стремянков и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов.

– должны использоваться страховочные пояса и каски.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действий персонала.

Данные требования в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда будут выполняться на проектируемой подстанции «Алексеевская» при её введении в эксплуатацию.

12.2 Экологичность

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей.

Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей природной среды, а также рядом нормативных документов. Основным способом защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения.

Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий.

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслonaполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры – порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

– маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приямка;

– маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от

30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

Согласно [20], трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Проектируемая подстанция будет установлена на расстоянии 1 км от населенного пункта г. Свободный, для уточнения технических мер по шумозащите ближайшего жилого района, следует рассчитать минимальное расстояние от источников шума на подстанции до границы прилегающей территории.

В качестве расчетных трансформаторов подстанции «Алексеевская» была выбрана марка ТДТН-40000/110/35/10 УХЛ1.

Согласно [21] категория размещения данных трансформаторов предназначена для эксплуатации на открытом воздухе.

Наиболее часто шумовые характеристики трансформаторов устанавливаются в виде корректируемых по частотной кривой А уровней звуковой мощности $L_{A \text{ экв}}$ и показателей направленности излучения.

Для ориентировочной оценки шумовых характеристик трансформаторов в зависимости от их типовой мощности воспользуемся данными таблицы 2 ГОСТ 12.2.024-87 «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля»:

Нормы допустимого шума (корректированные):

– для трансформаторов (система охлаждения Д) - $L_{PA} = 95$ дБА;

– днем: $L_{A \text{ экв}} \leq 55$ дБА (7⁰⁰ – 23⁰⁰ ч);

– ночью: $L_{A \text{ экв}} \leq 45$ дБА (23⁰⁰ – 7⁰⁰ ч).

Исходя из решений [17], расчет ведется исходя из наиболее жестких требований, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 7.00 часов.

При оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации по ГОСТ 12.1.003-83, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_{A(R)} = L_{PA\Sigma} - \lg \frac{S}{S_0}, \quad (141)$$

где $S = 2\pi R^2$

Так как расстояние между трансформаторами небольшое, то их можно заменить как один источник шума, эквивалентный двум данным трансформаторам, то скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum^n 10^{0,1 \cdot L_{PA}}, \quad (142)$$

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника шума в условиях данной подстанции будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum^2 10^{0,195} = 98 \text{ дБА}$$

На границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_{A(R)} = ДУ_{LA}$. Тогда $R = R_{\min}$

Исходя из принятых допущений формулу выше можно переписать в следующем виде:

$$DY_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \cdot \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (143)$$

Решив уравнение относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на подстанции до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{PA\Sigma} - DY_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (144)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (98 - 45)}}{2\pi}} = 178,246 \text{ м.}$$

Как было описано выше проектируемая подстанция будет установлена на расстоянии 1 км, поэтому полученные результаты меньше расстояния до ближайшего жилого района ($R > R_{\min}$), следовательно, дополнительные технические меры по шумозащите не требуются. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием».

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

– непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода.

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Проектируемая подстанция «Алексеевская» будет выполняться в открытом исполнении, в виде ОРУ 110, 35 кВ и КРУ 10 кВ, поэтому для эксплуатационного персонала установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли):

- 5 кВ/м – время пребывания неограниченно,
- 10 кВ/м – 180 мин,
- 15 кВ/м – 90 мин,
- 20 кВ/м – 10 мин,
- 25 кВ/м – 5 мин.

При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих мест: тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления и т.п.

Трассы воздушных линий, автодороги и площадка подстанции размещены по проекту на расстоянии не менее 30 м от мест, где могут постоянно находиться люди, с учетом рационального использования земельных угодий и лесных ресурсов и нанесением минимального ущерба окружающей среде. В проектируемой подстанции исходя из расстояния, на котором она будет установлена данное условие выполняется.

12.3 Чрезвычайные ситуации

Согласно [18], чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате катастрофы, аварии, ведения боевых действий, опасного природного явления или террористических актов, или вследствие этих действий актов, или иного действия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы среди населения, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Все ЧС делят на природные ЧС и техногенные ЧС.

Природные ЧС (стихийные бедствия) – катастрофические природные явления, которые могут вызывать многочисленные человеческие жертвы, причинять значительный ущерб и другие тяжелые последствия.

Природные ЧС характерные для ПС «Алексеевская»:

- 1 Геологические: просадка земной поверхности;
- 2 Метереологические и агрометеорологические: ветры, дождь, град, снегопад, мороз, туман, гололед;
- 3 Гидрологические: наводнения, весенние паводки.

Техногенные ЧС (аварии в техносфере) – чрезвычайное событие, происходящее по техногенным причинам, а также из-за случайных внешних воздействий и заключающееся в повреждении, выходе из строя, которые могут вызывать человеческие жертвы, экологический ущерб и другие тяжелые последствия.

Основные причины аварий в техносфере:

1. Ошибка человека (до 60%).

2. Техногенные причины (конструктивные недостатки, технологические причины, эксплуатационные, производственные).

К чрезвычайным ситуациям, которые могут произойти в распределительном устройстве, можно отнести:

- разрушение опорных колонок разъединителя;
- взрыв трансформатора тока;
- пожар на маслonaполненном оборудовании;
- пожар кабельных линий;

Для недопущения подобных случаев необходима правильная эксплуатация, своевременная диагностика и ремонт оборудования.

Согласно [22], по данным Гидрометцентра России метеорологический показатель пожарной опасности в лесных массивах на территории Амурской области имеет степень «высокая». Поэтому следует обеспечить пожарную безопасность проектируемой подстанции «Алексеевская»

Обеспечение пожарной безопасности на подстанции

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Согласно [25], первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

В соответствии с требованиями:

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил - без согласования с местными надзорными органами.

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Пожарная опасность электрооборудования, установленного на подстанции связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности приводов выключателей и др. аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться [30].

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- огнетушители порошковые;
- огнетушители углекислотные;
- пожарные краны;
- песок;
- пожарный щит.

Порядок тушения пожара:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции

и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

В соответствии с, для пожаротушения трансформаторов 40 МВ·А, учитывая их важность, можно предложить установить систему пожаротушения распыленной водой, включающую в себя насосную станцию пожаротушения с насосами Д320-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку трансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного трансформатора составляет 20 л/с.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м³ хранится в двух резервуарах емкостью 100 м³.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания трансформатора под ним оборудуется маслоприемник, не допускающий распространения пожара.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит трансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В городе Свободном Амурской области необходимо проектирование подстанции для надежного обеспечения электроэнергией существующих и перспективных в будущем потребителей. В существующей сети рассматриваемого энергорайона наблюдается невозможность перераспределения нагрузок между подстанциями.

В работе были решены следующие задачи:

1. разработана схема подстанции;
2. произведён расчёт токов короткого замыкания;
3. произведён выбор и проверка оборудования;
4. произведён расчёт молниезащиты и заземления подстанции;
5. произведён экономический расчёт.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована подстанция Алексеевская 110/35/10 кВ, которая не только бы позволила перераспределить нагрузку в проектируемом районе, но и позволила обеспечить будущих в перспективе потребителей электроэнергией без нарушений энергосистемы в проектируемом районе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Свободненский район [Электронный ресурс] <https://www.svobregion.ru> (дата посещения 19.05.2019).
- 2 Свободненский район [Электронный ресурс] <https://ru.wikipedia.org/wiki> (дата посещения 21.05.2019).
- 3 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 4 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 5 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс] <http://www.uetm.ru> (дата посещения 25.05.2019)
- 6 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
- 7 Ротачева, А.Г. Проектирование устройств релейной защиты. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост.: Ротачева А.Г. -Благовещенск: АмГУ, 2014.
- 8 Мясоедов, Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2007.- 192 с.
- 9 Козлов А.Н.,Козлов В.А.Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: руководство к решению задач и курсовому проектированию / Сост.: А.Н. Козлов, В.А. Козлов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2019. – 158с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

- 11 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.
- 12 Комплектные распределительные устройства (КРУ) внутренней установки напряжением 6(10) кВ К – 125 [Электронный ресурс] moselectro.ru (дата посещения 30.05.2019)
- 13 Трансформаторы ТСЗ-400 [Электронный ресурс] cheb-transformator.com (дата посещения 1.06.2019).
- 14 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с
- 15 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.
- 16 Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.– 125 с.
- 17 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 18 Федеральный закон Российской Федерации от 21.12.1994 № 68-ФЗ (с изменениями и дополнениями) «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
- 19 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
- 20 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки».
- 21 ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды».

- 22 Пожароопасность в лесных массивах по территории России [Электронный ресурс] meteoinfo.ru (дата посещения 22.05.2019).
- 23 ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность» 254 с.
- 24 Гурова, Е.Ю. Пожарная безопасность: Практикум для студентов очной и заочной форм обучения. – Благовещенск: АмГУ, 2001
- 25 Собурь, С.В. Пожарная безопасность электроустановок: Справочник. -2-ое изд.- М.; Спецтехника, 2000.
- 26 ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ».
- 27 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»: «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».
- 28 СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ».
- 29 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
- 30 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.