

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
Амурский государственный университет
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и се-
ти»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

«_____» _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ для подключения
Амурских газоперерабатывающего завода и газохимического комплекса

Исполнитель

студент группы 242062

подпись, дата

А.А. Погребской

Руководитель

профессор, д.т.н

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

« ____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____

(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке во-просов): _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

7 Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 151 с., 11 рисунков, 65 таблиц, 45 источников, 6 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ОПОРЫ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, КРИТИЧЕСКИЙ ПРОЛЁТ, ЖЁСТКАЯ ОШИНОВКА, АВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ

В данной выпускной квалификационной работе были предложены варианты развития электрической сети и выбран наиболее оптимальный вариант из предложенных. Произведён выбор оборудования подстанции, выбраны параметры линии электропередачи, произведён механический расчёт воздушной линии, расставлены комплекты микропроцессорной релейной защиты, произведена разработка молниезащиты и заземления. Для выбора основного электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания.

Заключительным этапом работы является расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin3, PTC Mathcad Prime 3.0, Energo.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика района размещения АГПЗ и АГХК	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика	10
1.2 Характеристика нагрузки Амурского газоперерабатывающего завода и Амурского газохимического комплекса	11
1.3 Характеристика потенциальных источников питания	14
1.4 Характеристика электрических сетей	20
2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети и конфигурации схемы подстанции	30
2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	30
2.2 Выбор оптимального варианта конфигурации электрической сети	32
2.2.1 Разработка четырёх вариантов конфигурации сети	33
2.2.2 Анализ составленных схем конфигурации сети	38
2.3 Выбор номинального напряжения	39
2.4 Выбор сечения линии электропередачи и их конструктивное исполнение	39
2.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	42
2.6 Проектирование подстанции Заводская	44
2.6.1 Конструктивное исполнение подстанции Заводская	44
2.6.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	45
2.7 Расчёт токов короткого замыкания	47
2.7.1 Ограничение тока КЗ на стороне низшего напряжения	51
2.8 Выбор подстанционного электрооборудования	52
2.8.1 Выбор и проверка силовых выключателей	52
2.8.2 Выбор и проверка разъединителей	55
2.8.3 Выбор конструктивного исполнения КРУН-10 кВ	57
2.8.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	58
2.8.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	64

2.8.6	Выбор трансформаторов собственных нужд	67
2.8.7	Выбор ОПН	69
2.9	Релейная защита и автоматика подстанции	75
2.9.1	Расстановка комплектов защиты и автоматики	76
2.9.2	Защита автотрансформаторов подстанции Заводская	77
2.10	Выбор и проверка ошиновки	79
2.11	Разработка заземления и молниезащиты подстанции Заводская	82
3	Механический расчёт воздушной линии	83
3.1	Определение единичных и удельных нагрузок провода	83
3.2	Определение значений габаритного, весового и ветрового пролётов	86
3.3	Определение стрелы провеса провода при наивысшей температуре	90
3.4	Механический расчёт провода при разных климатических условиях	91
3.5	Механический расчёт грозозащитного троса	97
3.6	Выбор изоляторов и линейной арматуры	98
4	Расчёт и анализ установившихся режимов	102
4.1	Выбор ПВК для расчёта режимов и его характеристика	102
4.2	Расчёт максимального режима	102
4.2.1	Анализ нормального установившегося режима	104
4.3	Расчёт послеаварийных режимов	104
4.3.1	Анализ установившихся аварийных режимов	109
5	Безопасность и экологичность проекта	110
5.1	Расчёт санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции	110
	Заключение	112
	Библиографический список	113
	Приложение А Расчёт жёсткой ошиновки ОРУ-220 кВ	117
	Приложение Б Расчёт жёсткой ошиновки ОРУ-110 кВ	127
	Приложение В Расчёт жёсткой ошиновки КРУН-10 кВ	136
	Приложение Г Расчёт и выбор уставок защиты автотрансформатора с применением устройства «Сириус-ТЗ»	138
	Приложение Д Заземление и молниезащита ОРУ-220 кВ	146

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АГПЗ – Амурский газоперерабатывающий завод
АГХК – Амурский газохимический комплекс
ШФЛУ – широкая фракция лёгких углеводородов
ОЗХ – общезаводское хозяйство
ЛПЭНП – линейный полиэтилен низкой плотности
ПЭВП – полиэтилен высокой плотности
ТЭС – тепловая электростанция
ПС – подстанция
ОРУ – открытое распределительное устройство
КЗ – короткое замыкание
ТКЗ – токи короткого замыкания
ЛЭП – линия электропередачи
ГЭС – гидроэлектростанция
ВЛ – воздушная линия
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
ПВК – программно-вычислительный комплекс
ЭДС – электродвижущая сила
КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки
ТТ – трансформатор тока
ТН – трансформатор напряжения
ТСН – трансформатор собственных нужд
ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный
ЭДН – электродинамическая нагрузка

ВВЕДЕНИЕ

В настоящий момент, электроэнергетическая система претерпевает изменения, направленные исключительно на улучшение качества электроснабжения потребителей. Устанавливаются новые государственные стандарты, внедряются прорывные технологии, такие как «умные сети», применяются новейшие автоматизированные устройства, автоматика и релейная защита. Новейшие технологии и разработки должны вводиться в эксплуатацию постепенно, скорее в виде «пилотных» проектов, они должны пройти жёсткую проверку на безотказность и, прежде всего, безопасность при работе. Со стороны потребителя происходят не меньшие изменения. Ведь ежегодный прирост единичных мощностей требует увеличения мощности генерации, к тому же следует обеспечить должную манёвренность, так как в настоящее время нагрузка потребителя, в течение дня, изменяется в довольно таки больших интервалах.

В данной бакалаврской работе разрабатывается подстанция, напряжением 220/110/10 кВ, Заводская и прилегающая питающая сеть. Основной целью подстанции является электроснабжение строящихся заводов, которые предназначены для переработки природного газа и производства высокотехнологичного сырья. Все эти объекты будут построены недалеко от города Свободный. Трансформаторная мощность подстанции составляет 500 МВА.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в правильном и рациональном выборе оборудования подстанции с применением новейших технологий, а так же разработка новых линий электропередачи.

Нагрузка заводов специфична, наличие большого количества электродвигателей, выдвигает особые требования к качеству электроэнергии и надёжности электроснабжения. Все эти требования можно осуществить, только применив современные технологии такие как:

- 1) Применение быстродействующего, более надёжного, элегазового оборудования – выключателей, измерительных трансформаторов;

2) Использование новой конструкции токоведущих частей подстанции – жёстких шин и специальной арматуры;

3) Внедрение элементов цифровой подстанции – микропроцессорные устройства защиты и автоматики, цифровые приборы учёта электроэнергии, измерения параметров и оценка качества, оптоволоконная связь.

Расчёты в данной ВКР производились с помощью программно-вычислительных комплексов, разработанные российскими, RastrWin 3 и Energo и зарубежными специалистами, PTC MathCAD Prime 3.0.

Бакалаврская работа, помимо пояснительной записки, имеет и графическую составляющую. На первом листе представлена однолинейная схема подстанции, на втором листе – план открытого распределительного устройства с соответствующими разрезами по ячейка, на третьем листе – схема заземления и молниезащиты подстанции, на четвёртом и пятом листе – режимы нормального и послеаварийных режимов с результатами расчёта и наконец на шестом листе варианты конфигурации сети.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ АГПЗ И АГХК

1.1 Климатическая и географическая характеристика

Амурский ГПЗ и Амурский ГХК расположены на юго-западе Амурско-Зейской равнины по правобережью среднего течения реки Зеи, в 15 км севернее от города Свободный. На юго-востоке, от территории застройки заводов, густо и глубоко расчленённая равнина, эродированная многочисленными притоками реки Зеи с бурыми лесными, бурыми лесными оподзоленными почвами, с широким развитием по водоразделам и склонам дубово-лиственничных лесов.

Климат континентальный, с холодной сухой зимой и теплым, иногда жарким влажным летом. Условия увлажнения обусловлены муссонной циркуляцией атмосферы, в результате этого летом здесь преобладают очень влажные морские воздушные массы, приносящие обильные дожди, до 600 мм осадков. В холодный период сухие континентальные воздушные массы приносят очень мало осадков, составляющих в среднем 60-65 мм за сезон. Среднемесячная влажность воздуха составляет для холодного периода 63%, теплого – 60%.

Ветровой режим формируется под влиянием муссонной циркуляции атмосферы, поэтому в холодный период преобладают ветры северо-западные, в теплый период юго-восточные. Среднегодовая скорость ветра равна 3-4 м/с с максимумом в мае 4-5 м/с и минимумом в июле 2-3 м/с [1].

Таблица 1 – Климатические характеристики

Наименование	Значение
1	2
Район по ветровому давлению	III
Район по гололеду	III
Среднегодовая продолжительность гроз в часах	40-60
Толщина стенки гололеда, мм	20
Среднегодовая температура, °С	10,4

1	2
Пляска проводов	Умеренная
Нормативное ветровое давление, Па	650

1.2 Характеристика нагрузки Амурского газоперерабатывающего завода и Амурского газохимического комплекса

В рамках реализации Восточной газовой программы ОАО «Газпром» планирует осуществить строительство магистрального газопровода «Сила Сибири», а также Амурского газоперерабатывающего завода, далее Амурского ГПЗ или АГПЗ, в районе города Свободный для переработки 60 млрд. м³ газа Якутского и Иркутского центров газодобычи. Создание Амурского ГПЗ предполагает строительство семи технологических линий. Плановый пуск первой линии будет осуществлён в 2018 году.

Кроме того, ОАО «Сибур Холдинг» ведёт проработку инвестиционной идеи по строительству Амурского газохимического комбината, в том же районе, что и Амурский ГПЗ, мощностью до 2,4 млн. тонн в год полиэтилена. Сырьём для планируемого Амурского ГХК должен стать этан, извлекаемый на Амурском ГПЗ [2].

Таблица 2 – Основные характеристики Амурского ГПЗ

Производственные линии	6 линий выделения этана и ШФЛУ 3 линии удаления азота и получение гелиевого концентрата 3 линии тонкой отчистки и получение гелия
1	2
Мощность по сырьевому газу, млрд. м ³ /год	45

1	2
Мощность по товарной метановой фракции, млн. м ³ /год	38
Мощность по товарному гелию, млн. тонн/год	25,6
Этановая фракция, млн. тонн/год	2,57
ШФЛУ, млн. тонн/год	1,9

В состав строительства АГПЗ входят следующие объекты:

1) Технологические установки:

- а) установки сепарации и замера газа;
- б) установка отчистки от кислых газов;
- в) установка осушки и удаления ртути;
- г) установка выделения метана и ШФЛУ;
- д) установки гелиевого производства;
- е) установка газодифракционирования.

2) Инфраструктурные объекты:

- а) резервуарные парки;
- б) сливо-наливные эстакады;
- в) дожимная компрессорная станция для подачи товарного газа.

3) Комплекс вспомогательных объектов и объектов ОЗХ:

- а) административно-бытовые здания;
- б) факельное хозяйство;
- в) объекты энергообеспечения;
- г) объекты водоснабжения и канализации [3].

Все приведённые технологические установки, предназначенные для обработки природного газа, имеют компрессоры или нагнетатели, приводы которых оснащены асинхронными двигателями. Помимо категоричности нагрузки (I категория) заводов, следует обеспечить высокое качество электроэнергии,

соответствующее ГОСТу 32144-2013. Ведь отклонение напряжения, появление высших гармоник в сети и несимметрия напряжения, приведут к снижению эксплуатационного срока двигателей и, в конечном счёте, выводу их из строя. Возможно, при дальнейшем проектировании, для устранения этих параметров, будут выбраны соответствующие фильтро-компенсирующие устройства, которые будут подключены в обмотку низшего напряжения автотрансформаторов. Амурский газохимический комплекс предназначен для производства этилена и полиэтилена, сырьём является этан, поступающий от Амурского ГПЗ. При строительстве первой очереди завода, 2021 год, будет производиться около 400 тыс. тонн линейного полиэтилена низкой плотности (ЛПЭНП) и 800 тыс. тонн полиэтилена высокой плотности (ПЭВП); во второй очереди, 2024 год, 400 тыс. тонн ЛПЭНП и столько же ПЭВП [3].

Таблица 3 – Поэтапное распределение электрической мощности и сроков ввода объектов завода [2]

Сроки вводов объектов АГПЗ и АГХК	Распределение мощности, МВт		
	АГПЗ	АГХК	ТЭС «Сила Сибири»
1	2	3	4
2018	66,76	20	-
2019	88,06	20	-
2020	120,11	20	151
2021	146,04	201,7	
2022	178,08		242
2023	178,08		
2024	222,5	360	393

В данном проекте принимается нагрузка только четвёртой очереди (до 2021 г).

1.3 Характеристика потенциальных источников питания

Для обеспечения электроснабжения АГПЗ и АГХК планируется сооружение подстанции или распределённого пункта недалеко, в пределах 10-15 км, от территории размещения заводов. В этих же пределах, будет построена ТЭС «Сила Сибири», которая будет дополнительно снабжать электроэнергией строящиеся заводы. Плановый пуск первого энергоблока ТЭС «Сила Сибири» состоится в 2020 году. Для электроснабжения строительных нагрузок и первых очередей заводов, планируется подключение или к ближайшим подстанциям или к магистральным сетям. Ближайшими, крупными источниками питания, к которым возможно подключение нагрузки АГПЗ и АГХК являются:

- 1) ПС Амурская;
- 2) ПС Ледяная;
- 3) ПС Шимановск;
- 4) ПС Свободный.

Для анализа возможности подключения к данным подстанциям, следует сделать их краткую характеристику, описав состав силового оборудования, а именно: трансформаторов, или автотрансформаторов, выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов и конфигурации распределительного устройства, указав дату введения оборудования.

Далее приведён перечень оборудования для каждой подстанции.

Таблица 4 – Установленное силовое оборудование на ПС Амурская [4]

Параметр	Значение	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3
Тип подстанции	Узловая	-
Тип распределительного устройства	ОРУ-500, ОРУ-220, ОРУ-35	1979

1	2	3
Суммарная установленная мощность, МВА	1128	-
Тип проводника и сечение ошиновки, мм ²	500 кВ – 3хАП-500	-
	220 кВ – АС-400/51	
Трансформаторы силовые	АОДЦТН-167000/500/220-75 У1	1979
	АТДЦТН-63000/220	1978
	АТДЦТНГ-63000/220	1984
Высоковольтные выключатели	HPL-550 B2	2011
	3AP2 FI	2011
	242 PMR	2012
	HPL-245 B-1	2003
Разъединители	D-BF-4	2011
	PHДЗ-1-500/3200	1979
	PHДЗ-2-500/3200	1979
	PHДЗ-1-220/1000	1978
	PHДЗ-1-220/2000	1978
	PHДЗ-2-220/1000	1978
	PHДЗ-2-220/1000	1978
	PHH-1-220/1000	2003
	PHH-1-220/2000	2003
	PHH-2-220/1000	2003
	PHH-2-220/1000	2003
	SGF 245p II 100	2006
Трансформаторы напряжения	VCU-525	2011
	CPB-550	2013
	DFK-245	2006

1	2	3
Трансформаторы тока	AGU-525	2011
	IOSK 550	2013
	CA-245	2012
	AGU-245	2010
	ТФМ-220	2003

Таблица 5 – Установленное оборудование на ПС Ледяная [5]

Параметр	Значение	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3
Тип подстанции	Проходная	-
Тип распределительного устройства	ОРУ-220, ОРУ-35	1968
Суммарная установленная мощность, МВА	40	-
Тип проводника и сечение ошиновки, мм ²	220 кВ – АС-300/39	-
	35 кВ – АС-120/19	
Трансформаторы силовые	ТДТНГУ-20000/220	1968
Высоковольтные выключатели	ЗАР1ДТ	2013
Разъединители	D BF2-245+AE BF2	2013
Трансформаторы напряжения	VPU-245	2013

Таблица 6 – Установленное оборудование на ПС Шимановск [6]

Параметр	Значение	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3
Тип подстанции	Проходная	-
Тип распределительного устройства	ОРУ-220кВ, КРУН-35кВ	1969
Суммарная установленная мощность, МВА	50	-
Тип проводника и сечение ошиновки, мм ²	220 кВ – АС-300/39	
	-	
Трансформаторы силовые	ТДТН-25000/220-У1	1977
Высоковольтные выключатели	ВЭБ-220 IV-50/2500 УХЛ1	2013
	DCB HPL 245 В1	2012
Разъединители	РНДЗ-1-220/1000	1972
Трансформаторы напряжения	VPU-245	2015
Трансформаторы тока	AGU-245	2012

Таблица 7 – Установленное оборудование на ПС Свободный [7]

Параметр	Значение	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3
Тип подстанции	Ответвительная	-
Тип распределительного устройства	ОРУ-220, ОРУ-35	1966
Суммарная установленная мощность, МВА	47,5	-

1	2	3
Тип проводника и сечение ошиновки, мм ²	220 кВ – АСО-300/48	-
	35 кВ – АС-185/24	
Трансформаторы силовые	ТДТН-40000\220\35\10	1971
	ТАМ-7500/35/10	1967
Выключатели	НРЛ-245В1	2005
Разъединители	РЛНД-220/1000	1965
Трансформаторы напряжения	-	-
Трансформаторы тока	ТФЗМ-220 300/5	2005

Сооружение подстанции, или распределительного пункта, предполагает использование напряжения классов 220 кВ и 110 кВ. Нагрузка АППЗ и АГХК составляет соответственно 146,04 и 201,7 МВт. Коэффициент мощности $tg\varphi$, при отсутствии исходных данных по реактивной составляющей нагрузки, согласно нормативному документу [8], для напряжения подстанции 110 кВ равен 0,54. Модуль полной мощности, или суммарная нагрузка от АППЗ и АГХК, составляет 395,2 МВА.

Вывод: не все подстанции, из выше приведённого списка, готовы к подключению столь большой нагрузки без изменения, или обновления, базового оборудования, например ошиновки, схемы распределительного устройства, разъединителей и трансформаторов.

Так, для подстанции Ледяная, ограничивающим фактором для подключения новой нагрузки является допустимый ток ошиновки на ОРУ-220 кВ. Помимо существующей нагрузки от ПС ГПП и от ПС Восточная, дополнительное подключение ещё одной мощной подстанции вызовет перегрузку ошиновки.

К ПС Амурская подключение возможно, но у коммутационного оборудования, в частности у разъединителей, давно истёк срок службы, данное обстоятельство вызовет затруднения при оперативных переключениях.

К подстанциям Шимановск и Свободный подключение вовсе не осуществимо без изменения схемы распределительного устройства. ОРУ-220 кВ ПС Шимановск, выполненное по схеме «5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов», можно модифицировать до схемы с одной или двумя системами сборных шин, с обходной системой шин или без неё.

Для расчёта режимов, в дальнейшем, понадобятся такие данные как:

- 1) Потребление активной мощности в зимнее и летнее время года;
- 2) Потребление реактивной мощности в зимнее и летнее время года;
- 3) Напряжения на шинах ПС;
- 4) Токи КЗ, или мощность КЗ, на шинах ПС.

Таблица 8 – Мощностей нагрузок и напряжения на шинах подстанций [9]

Параметр		Название ПС				
		Амурская	Ледяная	Шимановск	Свободный	
1		2	3	4	5	
Активная мощность, МВт	Зима	257,9	15,2	12,05	12,774	
	Лето	-43,91	5,8	6,287	-	
Реактивная мощность, МВАр	Зима	-55,8	5	-	-	
	Лето	107,32	3,7	-	-	
Напряжение на шинах ПС, кВ	Зима	ВН	503,2	235,9	240	-
		СН	233,6	37,2	36,8	-
		НН	37,5	6,2	10,4	-
	Лето	ВН	507,4	242,2	242	-
		СН	239	37,1	37,2	-
		НН	38	6,2	10,5	-

1		2	3	4	5
Ток КЗ на шинах ПС, кА	ВН	5,56	5,507	4,401	1,362
	СН	11,33	2,265	-	2,997
	НН	53,5	8,481	6,48	7,627

1.4 Характеристика электрических сетей

На территории размещения АГПЗ и АГХК имеются сети, напряжением 220 кВ и 500 кВ. Линии напряжением 500 кВ, относят к системообразующим сетям сверхвысокого напряжения, или дальние линии электропередач сверхвысокого напряжения. Они предназначены для передачи больших мощностей от электростанций к центрам распределения, примером служит ЛЭП Зейская ГЭС – ПС Амурская, протяжённостью 360 км [10].

Линии электропередачи номинальным напряжением 220 кВ, относят к распределительным сетям. Сети такого типа, предназначены для распределения электроэнергии и связи местных сравнительно небольших источников и крупных узлов нагрузки на значительной территории потребления энергии.

Существует ещё один вариант электроснабжения АГПЗ и АГХК: подключение нагрузки в рассечку, к ближайшим воздушным линиям:

- а) ВЛ 220 кВ ПС Амурская – ПС Шимановск/т, с отпайкой на ПС Ледяная/т;
- б) ВЛ 220 кВ ПС Амурская – ПС Ледяная;
- в) ВЛ 220 кВ ПС Мухинская/т – ПС Шимановск/т;
- г) ВЛ 220 кВ ПС Шимановск – ПС Ледяная;
- д) ВЛ 220 кВ ПС Амурская – ПС Белогорск/т, с отпайками на ПС Белогорск и ПС Свободный;
- е) ВЛ 220 кВ ПС Амурская – ПС Благовещенская (I и II цепь).



Рисунок 1 – Схема электрических сетей района размещения АГПЗ и АГХК

Для анализа возможности подключения к ВЛ, нужно привести основные параметры этих линий.

Таблица 9 – ВЛ Амурская –Шимановск/т, с отпайкой на ПС Лебяная/т [11]

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	220
Протяжённость ВЛ, км	90,33
Марка и сечение провода	Опоры № 1–№ 7: АСО-330/43 Опоры № 8–№ 317: АС-240/32
Марка грозозащитного троса	АЖС-70/39
Способ заземления грозотроса	Трос заземлен только по концам линии (без разрезания троса)
Длина пролёта	
Расчётного весового, м	300

Продолжение таблицы 9

1	2
Расчётного ветрового, м	365
Габаритного, м	465
Опоры и изоляторы	
Промежуточные опоры, шт	285
Анкерно-угловые опоры, шт	47
Количество изоляторов, шт	17055
Удельные потери на корону, кВАр/км	
При хорошей погоде	0,4
При сухом снеге	2
При влажной погоде	8,1
При изморози	24,5
Ответвление от ВЛ	
Количество, шт	1
От опоры	№ 171
Количество опор в ответвлении, шт	12
Длина ответвления, км	2,29

Таблица 10 – ВЛ Амурская – Ледяная [12]

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	220
Протяжённость ВЛ, км	46,27
Марка и сечение провода	АСО-300/29
Марка грозозащитного троса	OPGW-80mm ²
Способ заземления грозотроса	Заземление на опорах (без разрезания троса)

1	2
Длина пролёта	
Расчётного весового, м	650
Расчётного ветрового, м	520
Габаритного, м	490
Опоры и изоляторы	
Промежуточные опоры, шт	97
Анкерно-угловые опоры, шт	14
Количество изоляторов, шт	6458
Удельные потери на корону, кВАр/км	
При хорошей погоде	0,3
При сухом снеге	1,5
При влажной погоде	5,4
При изморози	16,5

Таблица 11 – ВЛ Мухинская/т – Шимановск/т [13]

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	220
Протяжённость ВЛ, км	54,78
Марка и сечение провода	АС-240/32
Марка грозозащитного троса	АЖС-70/39
Способ заземления грозотроса	Трос заземлен только по концам линии (без разрезания троса)
Длина пролёта	
Расчётного весового, м	300
Расчётного ветрового, м	365
Габаритного, м	465

Продолжение таблицы 11

1	2
Опоры и изоляторы	
Промежуточные опоры, шт	178
Анкерные опоры, шт	24
Количество изоляторов, шт	11263
Удельные потери на корону, кВАр/км	
При хорошей погоде	0,4
При сухом снеге	2
При влажной погоде	8,1
При изморози	24,5

Таблица 12 – ВЛ Шимановск – Ледяная [14]

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	220
Протяжённость ВЛ, км	42
Марка и сечение провода	Опоры № 1– 89: АСО-300/39 Отпайка: АС-240/32
Марка грозозащитного троса	АЖС-70/39(№ 77-порт.), OPGW-DAB24E9 (№ 1-89), ТК-70 (отп. на ПС «Ледяная/т» 2 троса)
Способ заземления грозотроса	Заземление на опорах (без разре- зания троса)
Длина пролёта	
Расчётного весового, м	650
Расчётного ветрового, м	520
Габаритного, м	490
Опоры и изоляторы	

Продолжение таблицы 12

1	2
Промежуточные опоры, шт	88
Анкерно-угловые опоры, шт	13
Количество изоляторов, шт	4750
Удельные потери на корону, кВАр/км	
При хорошей погоде	0,3
При сухом снеге	1,5
При влажной погоде	5,4
При изморози	16,5
Ответвление от ВЛ	
Количество, шт	1
От опоры	№ 7
Количество опор в ответвлении, шт	12
Длина ответвления, км	2,5

Таблица 13 – ВЛ Амурская – Белогорск/т, с отпайками на ПС Белогорск и ПС Свободный [15]

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	220
Протяжённость ВЛ, км	75,02
Марка и сечение провода	Опоры №1-7: АС-240/39, Опоры № 8-41: АСО-300/39, Опоры № 47-275 АС-300/39 , Опоры № 41-47: АС-300/204
Марка грозозащитного троса	Опоры № 1-289: OPGW/16ОВ 80 mm ² , OPGW/32ОВ 80 mm ² , ОКГТ, ТК-70, С-70, С-200
Способ заземления грозотроса	Заземление на опорах (без разрезания троса)

Продолжение таблицы 13

1	2
Длина пролёта	
Расчётного весового, м	300
Расчётного ветрового, м	365
Габаритного, м	465
Опоры и изоляторы	
Промежуточные опоры, шт	265
Анкерно-угловые опоры, шт	44
Анкерные опоры, шт	9
Транспозиционные опоры, шт	2
Специальные опоры, шт	6
Количество изоляторов, шт	17028
Удельные потери на корону, кВАр/км	
При хорошей погоде	0,4
При сухом снеге	2
При влажной погоде	8,1
При изморози	24,5
Ответвление от ВЛ	
Количество, шт	2
От опоры	№288 – ПС Белогорск № 18 – ПС Свободный
Количество опор в ответвлении, шт	-
Длина ответвления, км	-

Таблица 14 – ВЛ Амурская – Благовещенская I цепь [16]

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	220
Протяжённость ВЛ, км	129,72
Марка и сечение провода	АС 400/51
Марка грозозащитного троса	Опоры ПС Амурская-№40: АС 70/72 Опоры №495-ПС Благовещенск: ТК-70 Опоры ПС Амурская-ПС Благовещенск: OPGW-DAB-16E9+8E10
Способ заземления грозотроса	Заземление на опорах (без разрезания тросов)
Длина пролёта	
Расчётного весового, м	650
Расчётного ветрового, м	520
Габаритного, м	490
Опоры и изоляторы	
Промежуточные опоры, шт	460
Анкерно-угловые опоры, шт	29
Анкерные опоры, шт	15
Транспозиционные опоры, шт	2
Количество изоляторов, шт	15795
Удельные потери на корону, кВАр/км	
При хорошей погоде	0,3
При сухом снеге	1,5
При влажной погоде	5,4
При изморози	16,5

Таблица 15 – ВЛ Амурская – Благовещенская II цепь [17]

Параметр	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	220
Протяжённость ВЛ, км	130,21
Марка и сечение провода	АСО-300
Марка грозозащитного троса	Опоры №1-432: АЖС-70/39 Опоры №432-472: ОКГТ
Способ заземления грозотроса	Заземление на опорах (без разрезания тросов)
Длина пролёта	
Расчётного весового, м	650
Расчётного ветрового, м	520
Габаритного, м	490
Опоры и изоляторы	
Промежуточные опоры, шт	438
Анкерные опоры, шт	35
Количество изоляторов, шт	14038
Удельные потери на корону, кВАр/км	
При хорошей погоде	0,4
При сухом снеге	2
При влажной погоде	8,1
При изморози	24,5

Вывод:

1) Согласно пункту 5.24 [8], к двухцепным ВЛ 220 кВ с двухсторонним питанием рекомендуется присоединять до пяти промежуточных подстанций. Это означает, что на рассматриваемом участке магистрали, от ПС Мухинская/т до ПС Амурская, уже присоединено пять подстанций, типа «заход-выход» или отпайки, и введение ещё одной подстанций является недопустимым. В противном случае, при присоединении подстанции со столь большой нагрузкой, приведёт к перегрузке головных участков сети. При рассмотрении самого худшего

варианта аварии, обрыв цепей ПС Амурская-ПС Заводская, будет перегружен противоположный головной участок сети, Зейская ГЭС-ПС Светлая, в свою очередь это нарушит надёжное электроснабжение заводов, нагрузку которых стоит отнести к I категории.

2) Возможен вариант присоединения в рассечку к ВЛ Амурская – Благовещенская, ограничением является предельная мощность передаваемая по линии.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок

В связи с нехваткой данных по коэффициентам формы, использования и максимума, среднюю и эффективную мощность можно найти с помощью метода упорядоченных диаграмм.

Суть метода упорядоченных диаграмм заключается в комбинировании одинаковых по мощности временных промежутков суточного графика электрической нагрузки, и нахождении средней, эффективной и максимальной мощности. Согласно [10], для химической промышленности характерные графики электрической нагрузки, активной и реактивной мощности для зимнего и летнего времени года.

Примем некоторые упрощения в дальнейшем расчёте:

- 1) Коэффициент летнего снижения максимума $k_{лет}=0,9$;
- 2) За максимальную мощность примем установленную мощность $P_{уст}=P_{max}$;

В качестве примера, вычислим среднюю и эффективную мощность в зимнее время года для АГПЗ:

- 1) Построение УД происходит следующим образом

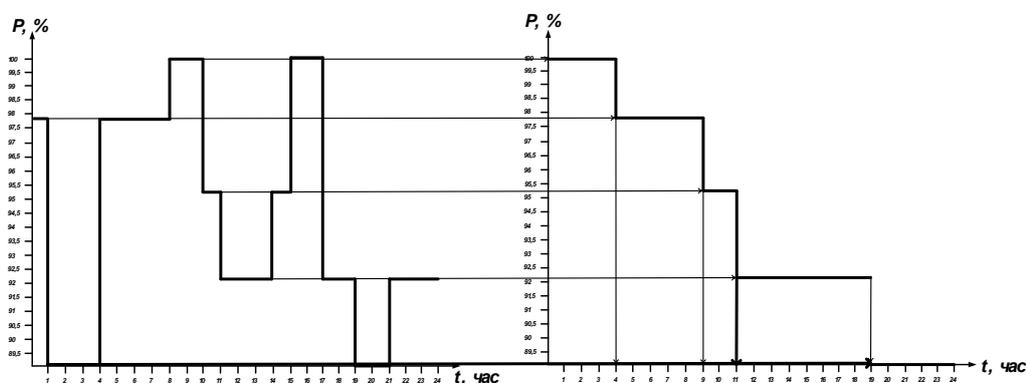


Рисунок 2 – Построение УД

2) Из Рисунка 2 можно выделить 5 интервалов длительностью 2, 4, 5 и 8 часов;

3) Вычисляется активная мощность для каждого интервала по формуле (1):

$$P_n = n \cdot P_{уст}, \quad (1)$$

где n – доля активной мощности, процентное соотношение от установленной мощности, о.е;

$P_{уст}$ – установленная мощность завода, МВт.

$$P_I = 1 \cdot 146,04 = 146,04 \text{ МВт},$$

$$P_{II} = 0,9775 \cdot 146,04 = 142,754 \text{ МВт},$$

$$P_{III} = 0,9525 \cdot 146,04 = 139,103 \text{ МВт},$$

$$P_{IV} = 0,921 \cdot 146,04 = 134,503 \text{ МВт},$$

$$P_V = 0,89 \cdot 146,04 = 129,976 \text{ МВт}.$$

4) Средняя и эффективная мощность определяются по формулам (2) и (3) соответственно:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_n} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (2)$$

где T_n – время наблюдения, час;

P_i – активная мощность интервала, МВт;

t_i – время протекания интервала, час.

$$P_{ср.АГПЗ}^3 = \frac{1}{24} \cdot (146,04 \cdot 4 + 142,754 \cdot 5 + 139,103 \cdot 2 + 134,503 \cdot 8 + 129,976 \cdot 5) = 137,585 \text{ МВт},$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_n} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (3)$$

$$P_{эф.АГПЗ}^3 = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot (146,04 \cdot 4 + 142,754 \cdot 5 + 139,103 \cdot 2 + 134,503 \cdot 8 + 129,976 \cdot 5)} = 137,705 \text{ МВт}.$$

Аналогично вычислим среднюю и эффективную активную и реактивную мощность для АГХК, полученные данные сведём в таблицу

Таблица 16 – Средняя и эффективная мощность АГПЗ и АГХК

	Зима		Лето		Зима		Лето	
	$P_{ср}$, МВт	$Q_{ср}$, МВАр	$P_{ср}$, МВт	$Q_{ср}$, МВАр	$P_{эф}$, МВт	$Q_{эф}$, МВАр	$P_{эф}$, МВт	$Q_{эф}$, МВАр
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АГПЗ	137,585	75,703	123,86	68,183	137,705	75,73	123,968	68,208
АГХК	190,118	104,554	171,077	94,169	190,287	104,592	171,226	94,203

2.2 Выбор оптимального варианта конфигурации электрической сети

Выбор рациональной схемы сети производится на основе технико-экономического сопоставления ряда вариантов. Сопоставляемые варианты обязательно должны быть технически осуществимы и простыми в своём исполнении.

Принципы составления вариантов схем конфигурации электрической сети [10]:

1) Варианты вычерчиваются в масштабе с указанием длин и количества цепей. Длина указывается с учётом коэффициента трассы.

2) Разработку вариантов следует начинать с наиболее простых, требующих минимальное число трансформаций и наименее сложных РУ ПС.

3) Обязательно учитывается категорийность потребителей.

4) Применение двух классов номинального напряжения для разных частей схемы экономически оправдано, если проектируемая сеть состоит из протяжённых ЛЭП и питающегося от неё подрайона, в котором длины линий намного меньше.

5) В разомкнутых сетях не должно быть обратных перетоков мощности.

6) Разветвление электрической сети целесообразно делать на ПС.

7) В кольцевых сетях не рекомендуется использовать участки разного номинального напряжения, из-за возникновения уравнивающих токов.

8) Магистральные и радиальные сети по сравнению с кольцевыми характеризуются большей протяжённостью ВЛ в одноцепном исполнении, но менее сложными схемами ПС, меньшей стоимостью потерь. Кольцевые схемы обладают большей гибкостью, надёжностью, но более сложными схемами РУ и большими потерями.

2.2.1 Разработка четырёх вариантов конфигурации сети

Для определения оптимальной схемы сети нужно составить, как минимум, четыре варианта сети. Из составленных вариантов выбрать наиболее надёжный, простой и технически осуществимый, а также выбрать вариант по наименьшей длине линии и минимальному количеству выключателей [10].

Первый вариант предполагает присоединение к шинам ОРУ-220 кВ ПС Амурская

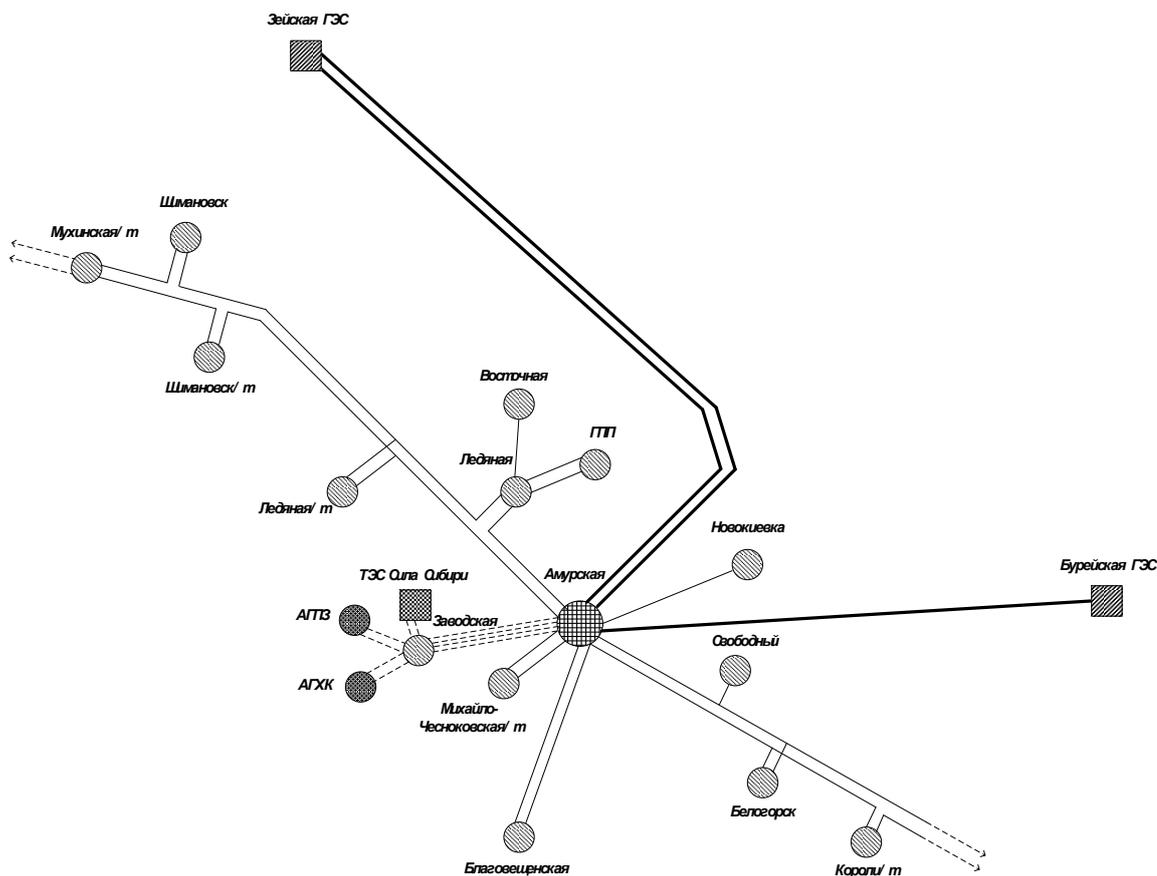


Рисунок 3 – Вариант сети №1

ПС Заводская подключается по самому длинному пути: четыре ВЛ по 22 км.

Таблица 17 – Характеристики схемы №1

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей
1	2	3	4
ПС Заводская – ПС Амурская	4	22	12
Суммарная длина в одноцепном исполнении		88	

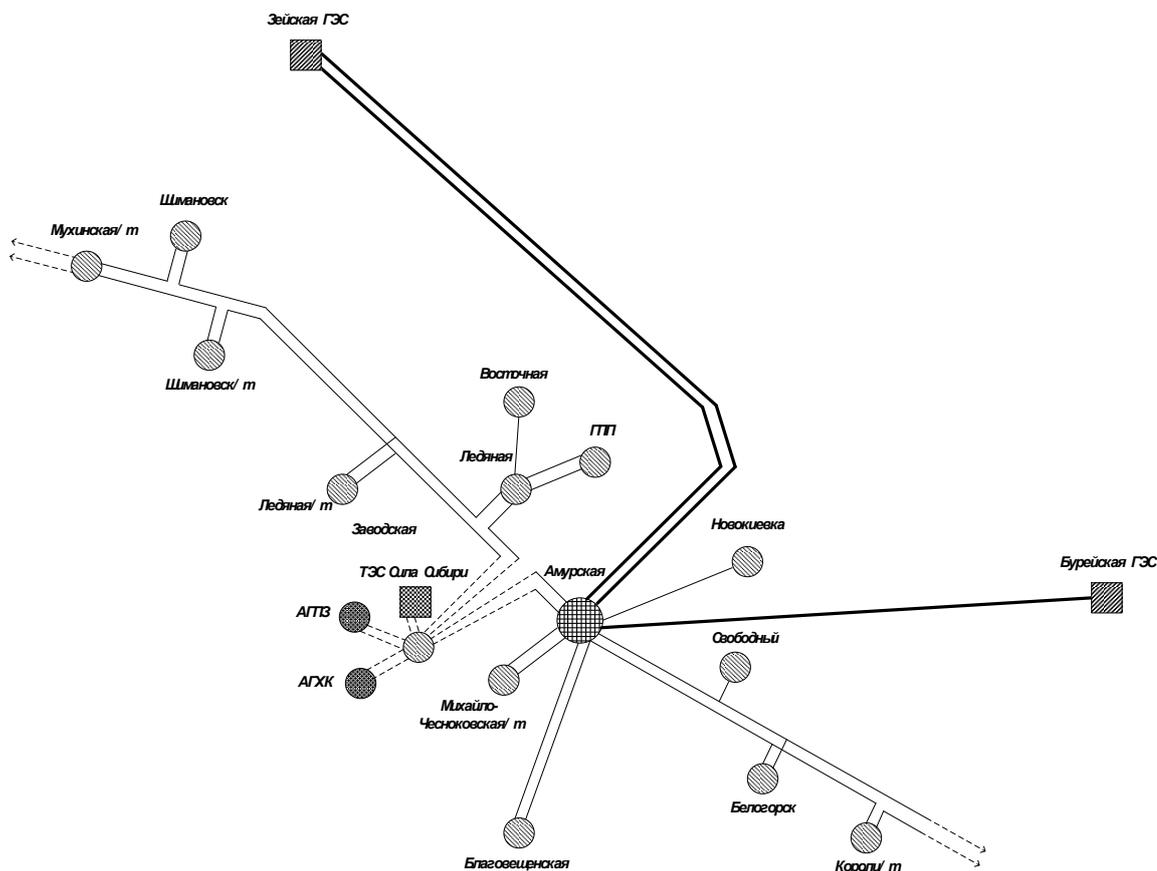


Рисунок 4 – Вариант сети № 2

Схема №2 отличается от предыдущей схемы тем, что ПС Заводская подключается не к шинам ОРУ-220 кВ ПС Амурская, а запитывается в рассечку в магистраль ВЛ 220 кВ ПС Мухинская/т – ПС Амурская.

Таблица 18 – Характеристики схемы №2

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ ПС Амурская – ПС Ледяная с заходами на ПС Заводская	4	5	12
Суммарная длина в одноцепном исполнении		20	

2.2.2 Анализ составленных схем конфигурации сети

Из составленных схем нужно выбрать два варианта, которые будут удовлетворять выше приведённым критериям. У вариантов 2, 4 длина ВЛ меньше чем у первого варианта более чем в 4 раза, но включение в рассечку подстанции мощностью 395 МВА недопустимо. Это ограничение обусловлено превышением экономической, в том числе и предельной мощности, в нормальном режиме и послеаварийном режиме (при обрыве, или отключении, двух из четырёх линий). Тем более, как уже отмечалось выше, введение в магистраль ещё одной подстанции, согласно пункту 5.24 [8], схема сети №2, снизит надёжность электроснабжения нагрузки I категории, в случае отключения головного участка сети прилегающего к ПС Амурская.

Следовательно, остаются во внимании только два, технически осуществимых варианта развития сети, вариант №1 и №3. Третий вариант подразумевает подключение «в рассечку» к ВЛ 220 кВ между подстанциями Амурская и Благовещенская. Преимущества этого варианта:

1) Подключение к воздушной линии – согласно контрольным замерам за 2015 год [9], по обеим цепям протекает ток, значение которого не превышает 150 А. Значит подключение возможно, так как есть существенный «запас по току», позволяющий подключить новую нагрузку;

2) Капиталовложение в строительство ЛЭП ниже, чем у первого варианта, а значит такой вариант менее затратный

Но существует недостаток, который ограничивает перспективу развития сети – в случае отказа головного участка сети ПС Заводская – ПС Амурская, питание со стороны ПС Благовещенская не осуществимо, так как данный узел не обладает в момент аварии определённым запасом мощности.

Перспективным и, следовательно, оптимальным вариантом конфигурации электрической сети является вариант 1, хоть длина линии электропередачи порядком выше, но наличие двух мощных источников питания, Зейская ГЭС и Бурейская ГЭС, обеспечит гарантированную надёжность электроснабжения заводов.

2.3 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности протекающей по линии. При высоком напряжении уменьшаются сечения проводов, потери мощности, но растут затраты на сооружение линии.

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше [18]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (4)$$

где l_{ij} – длина линии электропередач, км;

P_{ij} – мощность протекающая по линии, МВт;

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{22} + \frac{2500}{347,74}}} = 182,829 \text{ кВ.}$$

Выбираем номинальное напряжение ПС Заводская 220 кВ.

2.4 Выбор сечения линии электропередачи и их конструктивное исполнение

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них, одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

Для воздушных линий сверхвысокого напряжения используют стандартные сталеалюминевые провода (АС), формируемые из стальной центральной части, одного или нескольких прутков стальной проволоки и двух прутков алюминиевой проволоки диаметром от 0,6 до 5 мм в зависимости от общего сечения алюминия провода [10].

В работе, сечение провода ВЛ определяется методом экономических токовых интервалов. Алгоритм расчёта:

1) Расчёт максимального тока, протекающего по линии по формуле (5):

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (5)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – поток полной мощности в ВЛ, МВА;

U – номинальное напряжение ВЛ, кВ;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей, шт.

$$I_{\max} = \frac{395,202}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 4} = 0,259 \text{ кА.}$$

2) Определить расчётное значение тока линии по формуле (6):

$$I_{\text{расч}} = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (6)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, о.е (для ВЛ 110-220 кВ, равен 1,05);

α_t – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы (для ВЛ 35-330 кВ, при $T_{\max} > 6000$ ч, равен 1,3).

$$I_{\text{расч}} = 0,259 \cdot 1,05 \cdot 1,3 = 0,354 \text{ кА.}$$

Так как на данном этапе не известна точная конструкция ВЛ, в частности материал опор, то целесообразно выбрать сечение провода по таблице 1.21 [19]. Выбираем сечение провода равное 400 мм².

Экономическая мощность для данного сечения, с учётом что $T_{\max} > 5000$ ч, составляет 143,78 МВт, а предельная, по нагреву, 255 МВт – для одной цепи. При наличии четырёх цепей, расчётная активная мощность распределяется равномерно по линиям:

$$P_{расч} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{расч} \cdot \cos \varphi, \quad (7)$$

$$P_{расч} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,354 \cdot 0,88 = 118,705 \text{ МВт}.$$

Соответственно ток, для этого режима, равен 312 А.

Рассчитаем ток в послеаварийном режиме – отключение одной из четырёх цепей или двух цепей:

$$I_{n/ав} = \frac{P_{расч} \cdot n_{ц}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n_{ц} - n_{ав})}, \quad (8)$$

При отключении, или выводе в ремонт, одной из четырёх цепей:

$$I_{n/ав.1} = \frac{118,705 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (4 - 1)} = 0,415 \text{ кА},$$

при аварийном отключении двух цепей:

$$I_{n/ав.2} = \frac{118,705 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (4 - 2)} = 0,623 \text{ кА}.$$

Таблица 21 – Расчётный ток и токи в послеаварийных режимах

Марка провода	$I_{\text{расч. акт}}/I_{\text{эконом}}, \text{A}$	$I_{\text{п/ав.1}}/I_{\text{доп}}, \text{A}$	$I_{\text{п/ав.2}}/I_{\text{доп}}, \text{A}$
1	2	3	4
АС-400/51	312/377	415/669	623/669

2.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов и автотрансформаторов является средняя активная мощность и не скомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор [10]:

$$S_{pi} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{mp} \cdot k_3}, \quad (9)$$

где P_{cp} – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

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

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора, для потребителей первой категории принимается равным 0,7;

n_{mp} – число установленных трансформаторов на подстанции.

Некомпенсированная реактивная мощность, отсутствует, так как не требуется компенсация реактивной мощности на подстанции.

Рассчитаем мощность автотрансформаторов для ПС Заводская, а также проведём расчёт на оптимальный и послеаварийный коэффициент загрузки [10].

Стоит повториться, что с 2020 года, начинается поэтапный ввод энергоблоков, мощность каждого составляет 151 МВт, ТЭС Сила Сибири. В связи с этим фактом, при запуске всех очередей АГПЗ и АГХК, потоки мощности от ПС Амурская будут снижаться, по мере возрастания генерирующих мощностей

ТЭС Сила Сибири, а значит суммарная трансформаторная мощность ПС Заводская, будет снижена.

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{ср.зим}^2 + Q_{ср.зим}^2}}{n_{тр} \cdot k_3}, \quad (10)$$

$$S_p = \frac{\sqrt{(137,585 + 190,118)^2 + (75,703 + 104,554)^2}}{4 \cdot 0,7} = 133,574 \text{ МВА.}$$

Номинальная мощность автотрансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов [19]. Выбираем автотрансформатор АТ-ДЦТН–125000/220/110.

Выбранный автотрансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки, значение должно лежать в пределах от 0,5 до 0,75:

$$k_3 = \frac{\sqrt{P_{ср.зим}^2 + Q_{ср.зим}^2}}{n_{тр} \cdot S_{Тном}}, \quad (11)$$

$$k_3 = \frac{\sqrt{(137,585 + 190,118)^2 + (75,703 + 104,554)^2}}{4 \cdot 125} = 0,748.$$

Послеаварийный коэффициент загрузки автотрансформаторов подстанции стоит определить для случая, когда выйдет из строя только один автотрансформатор из четырёх, так как вывод из строя сразу двух автотрансформаторов маловероятно. Значение послеаварийного коэффициента загрузки, лежит в пределах от 1,1 до 1,4:

$$k_3^{n/as} = \frac{\sqrt{P_{ср.зим}^2 + Q_{ср.зим}^2}}{(n_{тр} - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (12)$$

$$k_3^{n/as} = \frac{\sqrt{(137,585 + 190,118)^2 + (75,703 + 104,554)^2}}{3 \cdot 125} = 0,997.$$

2.6 Проектирование подстанции Заводская

2.6.1 Конструктивное исполнение подстанции Заводская

Распределительные устройства будут выполнены открытого типа, всё оборудование расположено на открытом воздухе. Стоит отметить некоторые особенности ОРУ [20]:

- 1) Все аппараты располагаются на невысоких основаниях;
- 2) По территории ОРУ предусматриваются проезды, для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования;
- 3) Ошиновка может быть гибкой, токопроводы крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах, или жёсткой, шины крепятся с помощью опорных изоляторов на железобетонных стойках;
- 4) Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы прокладывают в лотках из железобетонных конструкций без заглабления их в почву, или в металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ.

Преимущества ОРУ перед ЗРУ:

- 1) Меньше объём строительных работ, так как необходимы лишь подготовка площадки, устройство дорог, сооружение фундаментов и установка опор, в связи с этим уменьшается время сооружения и стоимость ОРУ;
- 2) Легче выполняется расширение и реконструкция;
- 3) Все аппараты доступны для наблюдения.

Из недостатков стоит отметить, что при низких температурах менее удобны в обслуживании, а аппараты подвержены пылевому загрязнению и колебаниям температур.

2.6.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

По условию надёжности электроснабжения предприятия, требуется выбрать оптимальную, удобную и по возможности простую схему распределительного устройства.

Для распределительного устройства 220 кВ, выберем схему «Две рабочие секционированные выключателями системы шин с двумя шиносоединительными выключателями» (схема №14-220) [21], которая представлена на рисунке

7

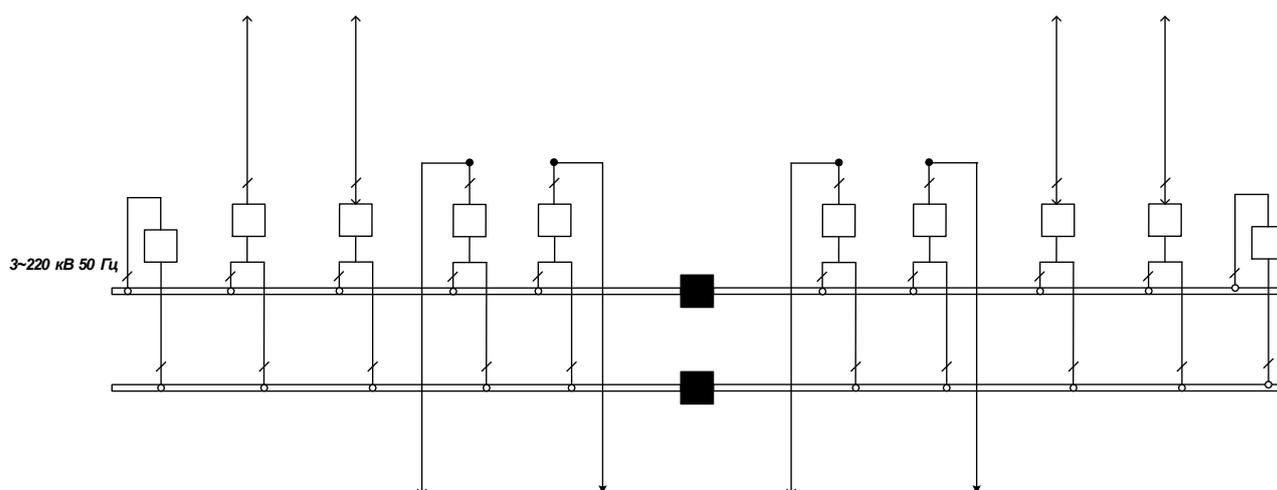


Рисунок 7 – Схема ОРУ-220 кВ ПС Заводская

Схема такого типа применяется в распределительных устройствах 110 кВ и 220 кВ при числе присоединений больше 15. В отличие от схемы «Две рабочие системы шин–13» сборные шины делят на секции, с установкой в точках деления секционных выключателей. Каждое присоединение содержит выключатель, два шинных разъединителя, и один линейный разъединитель. Системы шин связаны между собой шиносоединительным выключателем, который мо-

жет быть включен (режим фиксированных присоединений) либо выключен (уменьшение токов КЗ). Возможны два абсолютно разные режимы работы этой схемы.

В первом варианте, одна система шин является рабочей, вторая система шин – резервная. В нормальном режиме работы все присоединения подключены к рабочей системе шин через соответствующие шинные разъединители. Напряжение на резервной системе шин отсутствует, шиносоединительный выключатель выключен [22].

Во втором варианте, который в настоящее время получил наибольшее применение, вторую систему сборных шин используют постоянно в качестве рабочей в целях повышения надёжности. При этом все присоединения равномерно распределяют между системами шин [20].

Схема с двумя системами шин позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения, лишь переключив шинные разъединители на рабочую шину.

Стоит отметить существенные недостатки схемы:

- 1) В случае повреждения шиносоединительного выключателя, отключаются обе системы шин;
- 2) при оперативных переключениях сборные шины имеют непосредственную электрическую связь на развилках из шинных разъединителей, и при возникновении отказов возможно полное погашение РУ;
- 3) управление разъединителями в пределах одной ячейки не однотипное и громоздкое;
- 4) большое количество разъединителей и их заземляющих ножей – четыре и пять соответственно на каждом присоединении [22].

Распределительное устройство 110 кВ, выполнено по такой же схеме, что и ОРУ–220 кВ, только в схему добавляется обходная система шин. Наличие обходной системы шин и обходного выключателя, облегчает ревизию любого выключателя. Схема ОРУ-110 кВ изображена на рисунке ниже [21]

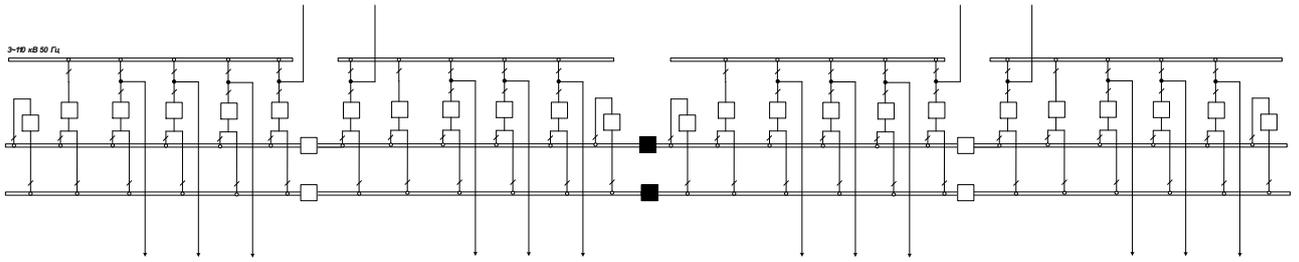


Рисунок 8 – Схема ОРУ-110 кВ ПС Заводская

2.7 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания является основным этапом перед определением и выбором подстанционного оборудования, при этом нужно учитывать конечный, установившейся режим нагрузки и сети [23].

Расчёт токов короткого замыкания произведём с помощью ПК «Energo». Программа разработана кафедрой ЭССиС Южно-Уральского государственного университета [24].

Алгоритм расчёта ТКЗ следующий:

1) Задаётся узел системы определённой мощности – за систему следует принять шины 220 кВ ПС Амурская, предварительно рассчитав мощность короткого замыкания;

2) На схему выносятся все элементы сети и подстанции, участвующие в подпитке (система, генераторы) точки КЗ, и проводники токов КЗ (трансформаторы, линии электропередачи, реакторы, шины и токопроводы ПС);

4) Задаются характеристики каждого элемента – в имеющиеся библиотеке оборудования выбирается та или иная марка реакторов, трансформаторов, генераторов и т.п;

5) Все элементы сети связываются линиями, образовав замкнутый контур, для возможности протекания тока КЗ в каждом элементе;

6) Рассчитывается ток короткого замыкания в определённой точке, где это требуется.

Прежде чем приступить к расчёту, нужно составить схему замещения прилегающей электросети и подстанции и вычислить её сопротивления и ЭДС.

Расчёт токов короткого замыкания следует производить только при установленном технологическом режиме, то есть при подключении к ОРУ-110 кВ ПС Заводская, всех турбогенераторов парогазовых установок. Игнорирование данного факта приведёт к неправильному выбору подстанционного оборудования.

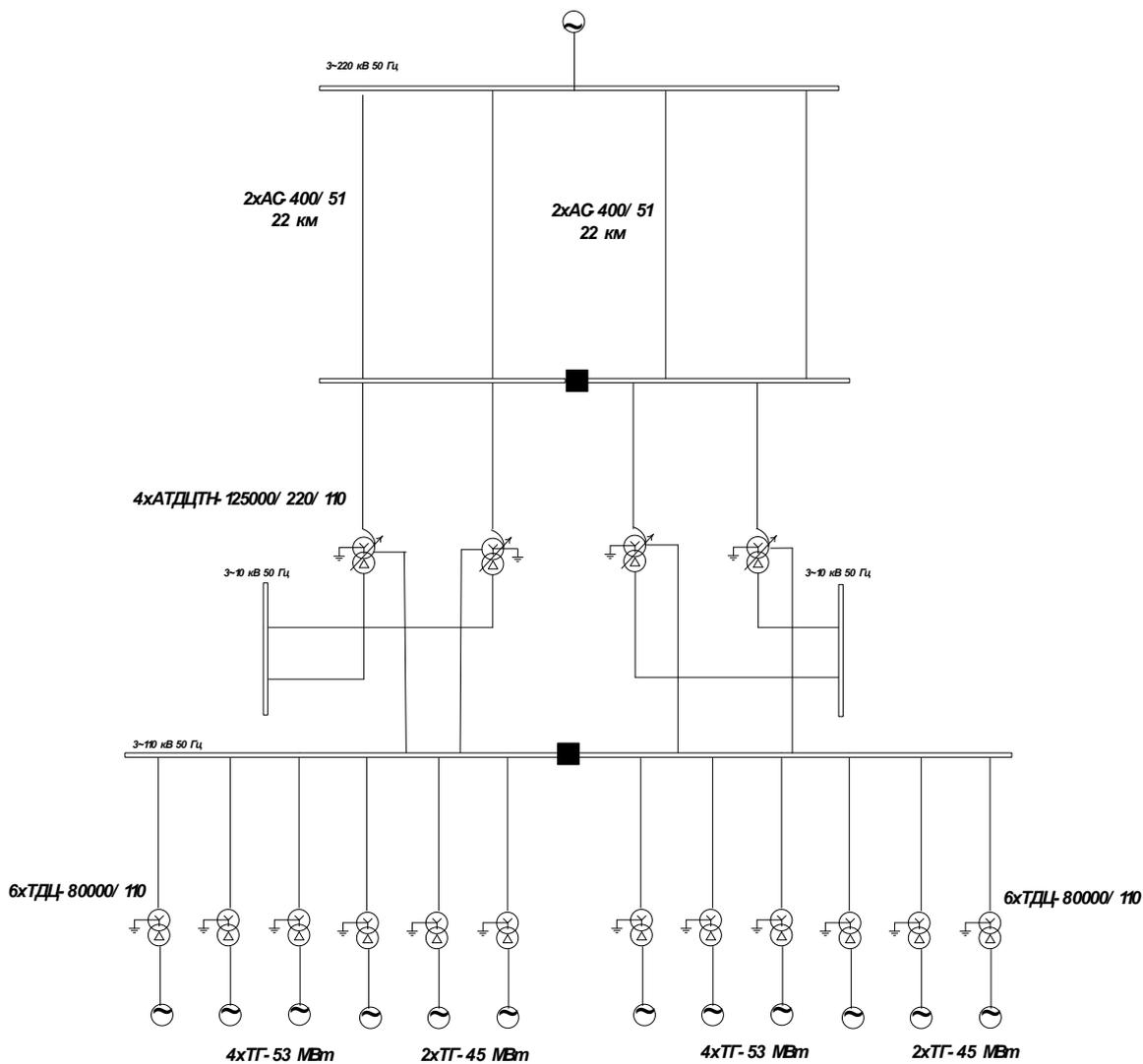


Рисунок 9 – Исходная схема подстанции и сети

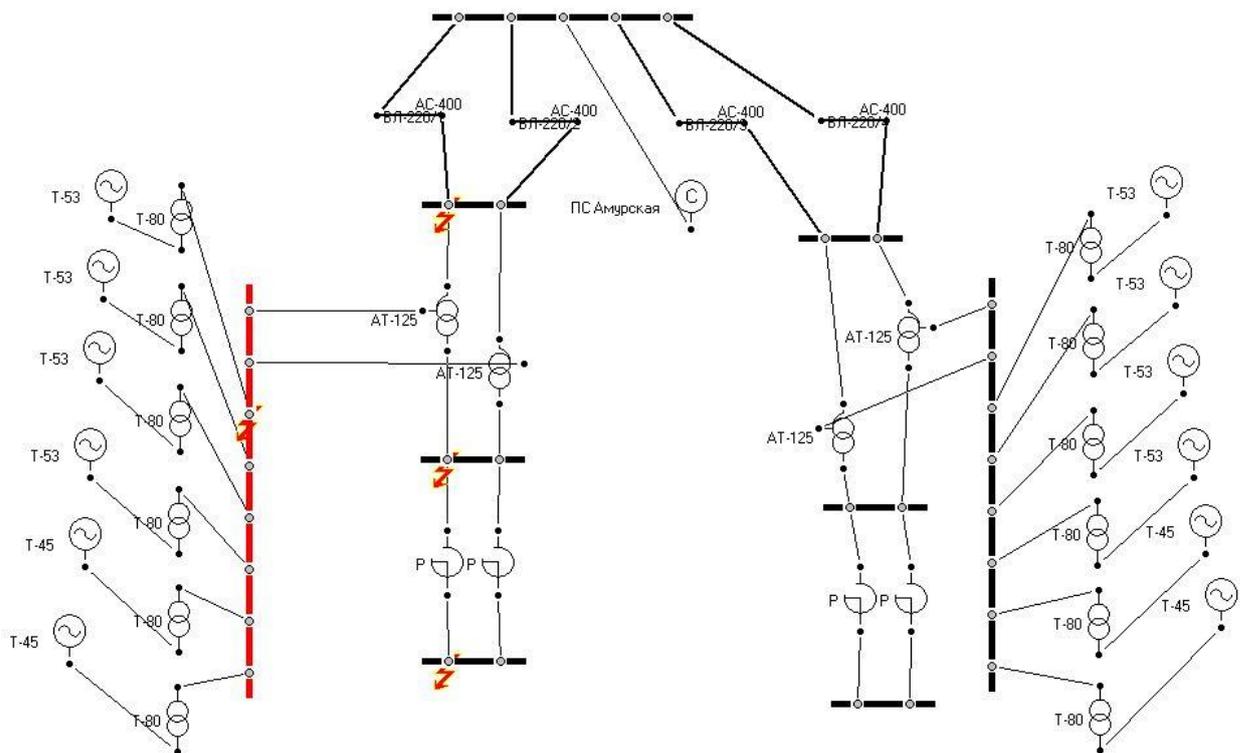


Рисунок 10 – Схема сети в ПВК «Енерго»

Расчёт ТКЗ следует произвести на шинах 220 кВ, 110 кВ и 10 кВ ПС За-
водская, с соответствующими точками К1, К2 и К3.

Таблица 22 – Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ	$I^{(3)}$, кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
1	2	3	4
К1	11,227	9,723	8,669
К2	13,285	11,505	12,645
К3	49,379	42,764	0

По таблице 1.8 [25], следует выбрать постоянную времени затухания на шинах ПС. Для шин 220 кВ постоянная времени затухания, T_a , равна 0,05 с, для шин 110 кВ – 0,04 с, для шин 10 кВ – 0,03 с.

$$i_{yD} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi O}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right), \quad (13)$$

$$i_{yD.K1} = \sqrt{2} \cdot 11,227 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} \right) = 28,877 \text{ } \kappa A,$$

$$i_{yD.K2} = \sqrt{2} \cdot 13,285 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}} \right) = 33,42 \text{ } \kappa A,$$

$$i_{yD.K3} = \sqrt{2} \cdot 49,379 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,015}} \right) = 119,87 \text{ } \kappa A.$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi O}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (14)$$

$$i_{a.K1} = \sqrt{2} \cdot 11,227 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 12,999 \text{ } \kappa A,$$

$$i_{a.K2} = \sqrt{2} \cdot 13,285 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,04}} = 14,632 \text{ } \kappa A,$$

$$i_{a.K3} = \sqrt{2} \cdot 49,379 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 50,037 \text{ } \kappa A.$$

Таблица 23 – Ударные токи КЗ и аperiodические составляющие начальных значений токов КЗ

Точка КЗ	i_a , кА	$i_{уд}$, кА
1	2	3
К1	12,999	28,877
К2	14,632	33,42
К3	50,037	119,87

2.7.1 Ограничение тока КЗ на стороне низшего напряжения

подавляющее большинство электрооборудования на 10 кВ, рассчитано на токи термической стойкости от 15 до 40 кА, токи электродинамической стойкости до 102 кА. Ограничить столь большое значение тока короткого замыкания на стороне низшего напряжения можно установкой реактора.

Выбираем реактор наружной установки марки РБ-10-630-2,0У3 [19].

Таблица 24 – Характеристики реактора РБ-10-250-2,5У3

Марка реактора	x_p , Ом	$I_{ном}$, кА	$I_{терм}$, кА	$i_{дин}$, кА
1	2	3	4	5
РБ-10-250-2,5У3	2,5	0,25	2,361 (до 6,25)	6,021 (до 15,938)

После установки реактора ток короткого замыкания снизился до 4,657 кА. Ударный ток находим по формуле (13):

$$i'_{уд.КЗ} = \sqrt{2} \cdot 4,657 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 11,305 \text{ кА.}$$

Таблица 25 – Проверка реактора РБ-10-250-2,5У3

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сн}}$	$U_{\text{нн}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 0,25 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах.нн}}$	$I_{\text{мах.нн}} = 0,06 \text{ кА}$
$I_{\text{терм}} = 6,25 \text{ кА}$	$I_{\text{терм}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 4,657 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} = 15,938 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 11,305 \text{ кА}$
$\varepsilon_1 = 1,5 \dots 2,0 \%$	$\varepsilon_1 \geq \varepsilon_2$	$\varepsilon_2 = 0,961 \%$
$U_{\text{ост.1}}$ не менее 65 %	$U_{\text{ост.1}} \geq U_{\text{ост.2}}$	$U_{\text{ост.2}} = 96 \%$

2.8 Выбор подстанционного электрооборудования

Все выключатели (вводные, шиносоединительные, секционные), разъединители (шинные, линейные) и трансформаторы тока, для ОРУ-220 кВ и ОРУ-110 кВ, выбираются по аварийному, допустимому току, который протекает и по ошиновке, соответственно и по присоединениям, в послеаварийном режиме.

2.8.1 Выбор и проверка силовых выключателей

Выключатели выбираются по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам короткого замыкания.

Отключающую способность выключателя характеризуют номинальным симметричным током отключения $I_{\text{откл}}$ и номинальным относительным содержанием аperiodической составляющей тока КЗ $\beta_{\text{н}}$ [23].

Выбираем к установке на ОРУ – 220 элегазовый колонковый выключатель марки ВГТ–220Ш40/3150УХЛ1 с гидравлическим приводом ПГ-12 [26]

Таблица 26 – Проверка выключателя ВГТ–220Ш40/3150УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{ВН}$	$U_{ВН} = 220 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 3,15 \text{ кА}$	$I_{НОМ} \geq I_{\text{max.ВН}}$	$I_{\text{max.ВН}} = 0,624 \text{ кА}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I^{(3)}_{\text{ПО.К1}}$	$I^{(3)}_{\text{ПО.К1}} = 11,227 \text{ кА}$
$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I^{(3)}_{\text{ПО.К1}}$	$I^{(3)}_{\text{ПО.К1}} = 11,227 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд.К1}}$	$i_{\text{уд.К1}} = 28,877 \text{ кА}$
$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{откл}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{откл}} \geq B_K$	$B_K = 9,453 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I^{(3)}_{\text{ПО.К1}}$	$I^{(3)}_{\text{ПО.К1}} = 11,227 \text{ кА}$
$i_{\text{а.ном}} = 26,587 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{а.К1}}$	$i_{\text{а.К1}} = 12,999 \text{ кА}$

Время отключения выключателя определяется суммой собственного времени отключения выключателя с приводом и постоянной времени затухания амплитуды тока КЗ:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{откл.выкл}} + T_a, \quad (15)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,025 + 0,05 = 0,075 \text{ с.}$$

Величина теплового импульса:

$$B_K = \left(I^{(3)}_{\text{ПО.К1}} \right)^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (16)$$

$$B_K = 11,227^2 \cdot 0,075 = 9,453 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Номинальное значение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (17)$$

где $\beta_{ном}$ – относительное содержание апериодической составляющей тока КЗ ($\beta_{ном} = 47\%$) [23].

По такому же принципу выбираем элегазовый баковый выключатель для ОРУ – 110 марки ВЭБ–УЭТМ–110–40/2500УХЛ1 с пружинным приводом ППВ-УЭТМ [27]

Таблица 27 – Проверка выключателя ВЭБ–УЭТМ–110–40/2500УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ВН}$	$U_{СН} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{max.ВН}$	$I_{max.СН} = 1,745 \text{ кА}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I^{(3)}_{ПО.К2}$	$I^{(3)}_{ПО.К2} = 13,285 \text{ кА}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I^{(3)}_{ПО.К2}$	$I^{(3)}_{ПО.К2} = 13,285 \text{ кА}$
$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд.К2}$	$i_{уд.К2} = 33,42 \text{ кА}$
$I^2_{тер} \cdot t_{откл} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} \cdot t_{откл} \geq B_K$	$B_K = 13,237 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I^{(3)}_{ПО.К2}$	$I^{(3)}_{ПО.К2} = 13,285 \text{ кА}$
$i_{a.ном} = 33,234 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{a.К2}$	$i_{a.К2} = 14,632 \text{ кА}$

Время отключения выключателя находим по формуле (15):

$$t_{откл} = 0,035 + 0,04 = 0,075 \text{ с.}$$

Величина теплового импульса определяем по формуле (16):

$$B_K = 13,285^2 \cdot 0,075 = 13,237 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Для КРУН-10 принимаем к установке вакуумный выключатель ВВП-10-20/630УХЛ2 с пружинно-магнитным приводом [28]

Таблица 28 – Проверка выключателя ВВП-10-20/630УХЛ2

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НН}}$	$U_{\text{НН}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс.НН}}$	$I_{\text{макс.НН}} = 0,06 \text{ кА}$
$I_{\text{откл.НОМ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I^{(3)}_{\text{ПО.КЗ.Р}}$	$I^{(3)}_{\text{ПО.КЗ.Р}} = 4,657 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.КЗ.Р}}$	$i_{\text{уд.КЗ.Р}} = 11,305 \text{ кА}$
$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{откл}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 1,518 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Время отключения выключателя находим по формуле (15):

$$t_{\text{откл}} = 0,04 + 0,03 = 0,07 \text{ с.}$$

Величина теплового импульса определяем по формуле (16):

$$B_{\text{К}} = 4,657^2 \cdot 0,07 = 1,518 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

2.8.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва обесточенной цепи высокого напряжения, а также заземления отключённых участков при помощи стационарных заземлителей как с одной стороны, так и с двух сторон для безопасного ремонта электрооборудования [23].

Для ОРУ – 220 выбираем два разъединителя, в зависимости от количества заземляющих ножей, марок РПВ.1-220/2000УХЛ1 и РГН-220.П/2000-63УХЛ1 с электродвигательными приводами ПД-14 [29]

Таблица 29 – Проверка разъединителя РПВ.1-220/2000УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{ВН}$	$U_{ВН} = 220 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 2 \text{ кА}$	$I_{НОМ} \geq I_{\max.ВН}$	$I_{\max.ВН} = 0,624 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд1}}$	$i_{\text{уд1}} = 28,877 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 9,453 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 30 – Проверка разъединителя РГН-220.П/2000-63УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{ВН}$	$U_{ВН} = 220 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 2 \text{ кА}$	$I_{НОМ} \geq I_{\max.ВН}$	$I_{\max.ВН} = 0,624 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд1}}$	$i_{\text{уд1}} = 28,877 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 11900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 9,453 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для ОРУ–110 кВ выбираем аналогичные разъединители РПВ.1-110/2000УХЛ1 и РГН-110.П/2000-50УХЛ1 с электродвигательными приводами ПД-14 [29]

Таблица 31 – Проверка разъединителя РПВ.1-110/2000УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{СН}$	$U_{СН} = 110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 2 \text{ кА}$	$I_{НОМ} \geq I_{\max.СН}$	$I_{\max.СН} = 1,745 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд2}}$	$i_{\text{уд2}} = 33,42 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 13,237 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 32 – Проверка разъединителя РГН-110.П/2000-50УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СН}}$	$U_{\text{СН}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс.СН}}$	$I_{\text{макс.СН}} = 1,745 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд2}}$	$i_{\text{уд2}} = 33,42 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 7800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 13,237 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В КРУН-10 помимо выключателя, устанавливается разъединитель марки РВЗ-10/630УХЛ2 с ручным приводом ПР-10 [29]

Таблица 33 – Проверка разъединителя РВЗ-10/630УХЛ2

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НН}}$	$U_{\text{НН}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс.НН}}$	$I_{\text{макс.НН}} = 0,06 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд3.Р}}$	$i_{\text{уд.кз.Р}} = 11,305 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 1,518 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.8.3 Выбор конструктивного исполнения КРУН-10 кВ

Комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН) – устройство, предназначенное для приёма и распределения электроэнергии, располагающееся на открытом воздухе. КРУН набираются из отдельных камер (шкафов), в которые встроены: коммутационная аппаратура, устройства релейной защиты и автоматики, измерительные приборы и т. п. Камеры определенной серии независимо от схемы электрических соединений главной цепи, имеют аналогичную конструкцию основных узлов и, как правило, одинаковые габаритные размеры [30].

В проекте следует принять к установке КРУН серии КРН–IV–10. Это распределительное устройство двухстороннего обслуживания. В верхней части камер устанавливаются релейные шкафы со встроенной аппаратурой РЗиА, управления, измерения, сигнализации, клеммниками и цепями вторичных присоединений; ниже, размещены выключатели и трансформаторы напряжения. Сборные шины располагаются в верхней части камеры. Ячейки ввода могут выполняться в виде кабельных или шинных вводов. В проекте примем шинный ввод [28].

2.8.4 Выбор и проверка 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.

В сетях с изолированной нейтралью трансформаторы тока устанавливаются только на двух фазах, так как информация о токе в фазе с отсутствующим трансформатором тока может быть легко получена измерением тока в двух фазах (соединение неполная звезда). В сетях с глухозаземлённой нейтралью, в том числе и с эффективно-зеземлённой нейтралью, трансформаторы тока устанавливаются во всех фазах в обязательном порядке (соединение звезда).

Прежде чем приступить к выбору трансформатору тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включённых во вторичную цепь, иметь данные о длине и типе измерительного (контрольного) кабеля и сопротивлении контактов, для обеспечения заданного класса точности [23]:

$$Z_{2P} = r_{приб} + r_{пр} + r_{к}, \quad (18)$$

В качестве контрольного кабеля принимаем кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм², марки АКВВГЭ–ХЛ. Кабель предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным перемен-

ным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В.

Применяется для прокладки на открытом воздухе, в помещениях, каналах, туннелях, в условиях агрессивной среды, при отсутствии механических воздействий на кабели и необходимости защиты электрических цепей от влияния внешних электрических полей. Не распространяют горение при одиночной прокладке, а так же стоек к монтажным изгибам [10].

Выберем ТТ для ОРУ – 220:

Рассчитаем сопротивление кабеля:

$$r_{np} = \frac{\rho_{Al} \cdot l_{расч}}{S_{np}}, \quad (19)$$

где ρ_{Al} – удельное сопротивление алюминия ($\rho_{Al} = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$);

$l_{расч}$ – расчётная длина кабеля ($l_{расч} = 200 \text{ м}$);

S_{np} – сечение жилы, мм^2 .

$$r_{np} = \frac{0,028 \cdot 200}{4} = 1,4 \text{ Ом}.$$

Сопротивление контактов (r_k) принять равным 0,1 Ом.

Согласно [31], глава 1.4 и 1.5, приборы устанавливаются на подстанции в следующем порядке:

- 1) ячейка ВЛ (ОРУ – 220 кВ): амперметр, ваттметр и варметр, счётчик активной и реактивной энергии;
- 2) ячейка ВЛ (ОРУ – 110 кВ): амперметр, счётчик активной и реактивной энергии, ваттметр и варметр;
- 3) ячейка ВЛ (КРУН–10 кВ): амперметр, счётчик активной энергии;
- 3) ОВН автотрансформатора (220 кВ): амперметр;

4) ОСН автотрансформатора (110 кВ): амперметр, ваттметр и варметр, счётчик активной и реактивной энергии;

5) ОНН автотрансформатора (10 кВ): амперметр;

6) секционный и шиносоединительный выключатели (ОРУ – 220 кВ и ОРУ – 110 кВ): амперметр;

7) обходной выключатель (ОРУ – 220 кВ и ОРУ – 110 кВ): амперметр, ваттметр и варметр, счётчик активной и реактивной энергии;

Расчёт производим по самым требовательным и загруженным приборам ячейкам. Для ОРУ – 220 кВ это ячейка ВЛ (ввод):

Таблица 34 – Приборы устанавливаемые в ячейку ввода ОРУ–220 кВ

Прибор	Мощность приборов, ВА			Тип прибора
	А	В	С	
1	2	3	4	5
Амперметр	0,5			ЩК–120
Ваттметр и варметр	0,5	-	0,5	ЩВ–120
Счётчик активной и реактивной энергии	0,3			СЕ302–R31
Итого	1,3			

Сопротивление приборов рассчитывается по следующей формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ГТ}}^2}, \quad (20)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,3}{5^2} = 0,052 \text{ Ом},$$

Полное сопротивление рассчитываем по формуле (18):

$$Z_{2P} = 0,052 + 1,4 + 0,1 = 1,552 \text{ Ом.}$$

Выбираем и проверяем элегазовый трансформатор тока марки ТОГФ – 220-0,5/5P-200-400-800/5УХЛ1 [32]

Таблица 35 – Проверка ТТ марки ТОГФ – 220-0,5/5P-200-400-800/5УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{ВН}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном1}} = 0,2-0,8 \text{ кА}$	$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{max.ВН}}$	$I_{\text{max.ВН}} = 0,624 \text{ кА}$
$I_{\text{ном2}} = 5 \text{ А}$	$I_{\text{ном2}} \geq I_{\text{уст2}}$	$I_{\text{уст2}} = 5 \text{ А}$
$Z_{2\text{ном}} = 12 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2p}$	$Z_{2p} = 1,552 \text{ Ом}$
$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.к1}}$	$i_{\text{уд.к1}} = 28,877 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 11900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 9,453 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выберем ТТ для ОРУ – 110 кВ:

Принимаем аналогичный контрольный кабель АКВВГЭ – ХЛ, такой же длины. Сопротивление контактов остаётся неизменным. На ОРУ – 110 кВ самыми загруженными ячейками являются: ячейки ввода со стороны СН автотрансформатора, отходящей линии и обходного выключателя.

Таблица 36 – Приборы устанавливаемые в ячейку отходящей линии ОРУ–110 кВ

Прибор	Мощность приборов, ВА			Тип прибора
	А	В	С	
1	2	3	4	5
Амперметр	0,5	-	0,5	СА3020
Ваттметр и варметр	0,5	-	0,5	ЩВ–120
Счётчик активной и реактивной энергии	0,3			СЕ302–R31

1	2	3	4	5
Итого	1,3			

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,3}{5^2} = 0,052 \text{ Ом},$$

Полное сопротивление:

$$Z_{2P} = 0,052 + 1,4 + 0,1 = 1,552 \text{ Ом}.$$

Трансформаторы тока на ОРУ-110 кВ как таковы отсутствуют, но баковые выключатели оснащены встроенными ТТ [33].

Таблица 37 – Проверка ТТ марки ТВГ–УЭТМ-110-0,2-5Р-2000/5

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СН}}$	$U_{\text{СН}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ1}} = 0,5-2 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ1}} \geq I_{\text{макс.СН}}$	$I_{\text{макс.СН}} = 1,745 \text{ кА}$
$I_{\text{НОМ2}} = 5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ2}} \geq I_{\text{уст2}}$	$I_{\text{уст2}} = 5 \text{ А}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 6 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_{2P}$	$Z_{2P} = 1,552 \text{ Ом}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.к2}}$	$i_{\text{уд.к2}} = 33,42 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 13,237 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выберем ТТ для КРУН – 10 кВ:

Принимаем аналогичный контрольный кабель АКВВГЭ – ХЛ, такой же длины. Сопротивление контактов остаётся неизменным.

Самой загруженной ячейкой КРУН – 10 кВ, является ячейка ТСН.

Таблица 38 – Приборы устанавливаемые в ячейку ТСН КРУН–10 кВ

Прибор	Мощность приборов, ВА			Тип прибора
	А	В	С	
1	2	3	4	5
Амперметр	0,5	-	0,5	Е350
Счётчик активной энергии	0,3			СЕ300–R31
Итого	0,8			

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,8}{5^2} = 0,032 \text{ Ом},$$

Полное сопротивление:

$$Z_{2P} = 0,032 + 1,4 + 0,1 = 1,532 \text{ Ом}.$$

Выбираем и проверяем трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-07-0,2/0,5/10P-10/15/50-50/5У2 [34]

Таблица 39 – Проверка ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-10-07-0,2/0,5/10P-10/15/50-80/5У2

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нн}}$	$U_{\text{нн}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном1}} = 0,08 \text{ кА}$	$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{мах.нн}}$	$I_{\text{мах.нн}} = 0,08 \text{ кА}$
$I_{\text{ном2}} = 5 \text{ А}$	$I_{\text{ном2}} \geq I_{\text{уст2}}$	$I_{\text{уст2}} = 5 \text{ А}$
$Z_{2\text{ном}} = 6 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2P}$	$Z_{2P} = 1,532 \text{ Ом}$
$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.кз.р}}$	$i_{\text{уд.кз.р}} = 11,305 \text{ кА}$

1	2	3
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_K$	$B_K = 1,518 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.8.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для преобразования высокого уровня напряжения до значений, необходимых для подключения измерительных приборов, средств учёта электроэнергии и релейной защиты.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [23].

Суммарная нагрузка приборов, установленных в распределительном устройстве, распределяется по ТН.

Составим таблицу, в которой отобразим суммарную мощность от всех приборов, установленных на ОРУ – 220 кВ

Таблица 40 – Количество приборов и их суммарная мощность, установленных на ОРУ – 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Мощность прибора, ВА	Количество приборов, шт	Мощность приборов, ВА
1	2	3	4	5
Ваттметр и варметр	ЩВ–120	8	8	64
Счётчик активной и реактивной энергии	СЕ302–R31	6	4	24
Вольтметр	ЩК-120	5	8	40
Итого			20	128

Выбираем и принимаем к установке элегазовый антирезонансный трансформатор напряжения марки 3хЗНГ-УЭТМ – 220ХЛ1 [35]

Таблица 41 – Проверка ТН марки 3хЗНГ-УЭТМ – 220ХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ1}} = 220/\sqrt{3}$ кВ	$U_{\text{НОМ1}} \geq U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{ВН}} = 220$ кВ
$U_{\text{НОМ2}} = 100/\sqrt{3}$ В	$U_{\text{НОМ2}} \geq U_{\text{уст2}}$	$U_{\text{уст2}} = 100/\sqrt{3}$ В
$S_{2\text{НОМ}} = 3000$ ВА	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\text{р}}$	$S_{2\text{р}} = 32$ ВА

Составим аналогичную таблицу, в которой отобразим суммарную мощность от всех приборов, установленных на ОРУ – 110 кВ

Таблица 42 – Количество приборов и их суммарная мощность, установленных на ОРУ – 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Мощность прибора, ВА	Количество приборов, шт	Мощность приборов, ВА
1	2	3	4	5
Ваттметр и варметр	ЩВ–120	8	40	320
Счётчик активной и реактивной энергии	СЕ302–R31	6	20	120
Вольтметр	ЩК-120	5	16	80
Итого			76	520

Выбираем и принимаем к установке элегазовый трансформатор напряжения марки 3хЗНОГ – 110ХЛ1 [36]

Таблица 43 – Проверка ТН марки 3хЗНОГ – 110ХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{НОМ1} = 110/\sqrt{3}$ кВ	$U_{НОМ1} \geq U_{СН}$	$U_{СН} = 110$ кВ
$U_{НОМ2} = 100/\sqrt{3}$ В	$U_{НОМ2} \geq U_{уст2}$	$U_{уст2} = 100/\sqrt{3}$ В
$S_{2НОМ} = 4800$ ВА	$S_{2НОМ} \geq S_{2р}$	$S_{2р} = 65$ ВА

Составим таблицу приборов, установленных на секции шин КРУ – 10

Таблица 44 – Количество приборов и их суммарная мощность, установленных на КРУН – 10 кВ

Прибор	Тип прибора	Мощность прибора, ВА	Количество приборов, шт	Мощность приборов, ВА
1	2	3	4	5
Счётчик активной энергии	СЕ300–R31	6	4	24
Вольтметр	Е311–3	1,5	8	12
Итого			22	40

Выбираем и принимаем к установке трансформатор напряжения марки НАЛИ-СЭЦ-10-3-0,5-100У2 [34]

Таблица 45 – Проверка ТН марки НАЛИ-СЭЦ-10-3-0,5-100У2

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{ном1}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном1}} \geq U_{\text{нн}}$	$U_{\text{нн}} = 10 \text{ кВ}$
$U_{\text{ном2}} = 100 \text{ В}$	$U_{\text{ном2}} \geq U_{\text{уст2}}$	$U_{\text{уст2}} = 100 \text{ В}$
$S_{2\text{ном}} = 100 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{р}}$	$S_{2\text{р}} = 20 \text{ ВА}$

2.8.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей 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, аварийное освещение, система пожаротушения.

Перед определением марки и количества ТСН, нужно определить мощность потребителей собственных нужд, а именно привода выключателей, охлаждение автотрансформаторов, освещение ОРУ и т.д [23].

Таблица 46 – Нагрузка собственных нужд подстанции

	Потребители собственных нужд	n , шт	P , кВт	P_n , кВт	$\cos\varphi$	k_c	S , кВа
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Освещение ОРУ-220 кВ	-	5	5	1	0,5	2,5
2	Освещение ОРУ-110 кВ	-	5	5	1	0,5	2,5
3	Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	-	80	80	1	0,7	70
4	Отопление и освещение склада	-	5,5	5,5	1	0,2	1,1

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Двигатели системы охлаждения АТДЦТН-200000/220/110	16	11,1	177,6	0,85	0,8	167,2
6	Устройство РПН	4	1	4	0,9	0,8	3,5
7	Отопление шкафов КРУН-10	7	0,5	3,5	1	1	3,5
8	Электроподогрев выключателей 220 кВ	12	0,5	6	1	1	6
9	Электропривод выключателей 220 кВ	12	2,25	27	0,85	1	31,8
10	Электроподогрев разъединителей 220 кВ	24	0,5	12	1	1	12
11	Электропривод разъединителей 220 кВ	24	1,1	26,4	0,85	1	31,06
12	Электроподогрев выключателей 110 кВ	26	6,41	166,7	1	1	166,7
13	Электропривод выключателей 110 кВ	26	1,1	28,6	0,85	1	33,65
14	Электроподогрев разъединителей 220 кВ	102	0,5	51	1	1	51
15	Электропривод разъединителей 110 кВ	102	1,1	112,2	0,85	1	132
16	Электропитание системы пожаротушения	-	15	15	1	1	15
17	Зарядно-подзарядное устройство	2	35	70	1	1	70
18	Питание приборов, устройств РЗиА, питание щитового оборудования	-	40	40	1	1	40
Итого							839,51

Приведённую нагрузку желательно распределить на два трансформатора, но в данном проекте, для обеспечения надёжности работы вспомогательного оборудования, лучше всего будет распределение на четыре трансформатора собственных нужд.

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{расч.тр} = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N}, \quad (21)$$

$$S_{расч.тр} = \frac{839,51}{0,7 \cdot 4} = 299,825 \text{ кВА}.$$

К установке принимаем масляный трансформатор марки ТМГ-400/10 [19]. Проверка коэффициента загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{S_T \cdot n_T}, \quad (22)$$

$$k_3 = \frac{839,51}{400 \cdot 4} = 0,525,$$

$$k_{3.ав} = 2 \cdot k_3, \quad (23)$$

$$k_{3.ав} = 2 \cdot 0,525 = 1,05.$$

2.8.7 Выбор ОПН

ОПН – (нелинейный ограничитель перенапряжений) разрядник без искровых промежутков, в которых активная часть состоит из металлооксидных не-

линейных резисторов; предназначен для защиты и изоляции электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

В данном проекте ОПН, согласно типовой схеме, устанавливаются на высокую, среднюю и низшую сторону автотрансформатора, а также на трансформаторы напряжения РУ.

Выбор ОПН происходит в два этапа – предварительный и окончательный [37]. Выберем ОПН для всех классов напряжения подстанции.

Для напряжения 220 кВ:

50 % разрядное напряжение линейной изоляции:

$$U_{50\%} = 340 \cdot k_{кон} \cdot l_{разр} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9,5} \right), \quad (24)$$

где $k_{кон}$ – коэффициент, учитывающий различие конструкции изоляторов (для изоляторов ПС70Е принять равным 2,52);

$l_{разр}$ – длина разрядного пути гирлянды изоляторов (для гирляны изоляторов ПС70Е ВЛ 220кВ равно 1,778 м), м;

t – время перекрытия изоляции (принять равным 5 мкс), мкс;

$$U_{50\%} = 340 \cdot 2,52 \cdot 1,778 \cdot \left(1 + \frac{15}{5 + 9,5} \right) = 3099,312 \text{ кВ},$$

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U_{max} = \frac{U_{50\%}}{1 + k \cdot l \cdot U_{50\%}}, \quad (25)$$

где k – коэффициент полярности (принять равным $0,2 \cdot 10^{-3}$);

l – длина защищённого подхода, км.

$$U_{\max} = \frac{3099,312}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 3099,312} = 1383,791 \text{ кВ},$$

Энергия, поглощаемая ОПН:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U_{\max} - U_{\text{ост}}}{Z_B} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (26)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остаточное напряжение на ограничителе, кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии (для провода АС-400/51 равно 394,4 Ом), Ом;

T – время распространения волны, мкс;

n – количество последовательных токовых импульсов.

$$\mathcal{E} = \left(\frac{1383,791 - 573}{394,4} \right) \cdot 573 \cdot 2 \cdot 73,33 \cdot 2 = 345,512 \text{ кДж},$$

Энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}}, \quad (27)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{345,512}{220} = 1,571 \text{ кДж / кВ}.$$

Аналогично выбираем ОПН для напряжения 110 кВ по формулам (24-27):

50 % разрядное напряжение линейной изоляции:

$$U_{50\%} = 340 \cdot 2,52 \cdot 1,016 \cdot \left(1 + \frac{15}{5 + 9,5} \right) = 1771,035 \text{ кВ},$$

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U_{\max} = \frac{1771,035}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1771,035} = 1307,802 \text{ кВ},$$

Энергия, поглощаемая ОПН:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{1307,802 - 305}{379,6} \right) \cdot 305 \cdot 2 \cdot 26,67 \cdot 2 = 85,946 \text{ кДж},$$

Энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{85,946}{110} = 0,781 \text{ кДж / кВ}.$$

На стороне высшего напряжения автотрансформатора и шин ОРУ – 220 выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П1-220/154/10/2УХЛ1 [38] со следующими характеристиками

Таблица 47 – Характеристики ограничителя перенапряжений ОПН-П1-220/154/10/2УХЛ1

Характеристика	Значение
1	2
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	154
Остающееся напряжение при коммутационном токе, кВ	573
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	550

1	2
Удельная энергоёмкость для двух импульсов, кДж/кВ	5,5

На стороне среднего напряжения автотрансформатора и шин ОРУ – 110 выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П1-110/88/20/4УХЛ1[38] со следующими характеристиками

Таблица 48 – Характеристики ограничителя перенапряжений ОПН-П1-110/88/20/4УХЛ1

Характеристика	Значение
1	2
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	88
Остающееся напряжение при коммутационном токе, кВ	305
Номинальный разрядный ток, кА	20
Ток пропускной способности (2 мс), А	1200
Удельная энергоёмкость для двух импульсов, кДж/кВ	12,7

На стороне низшего напряжения автотрансформатора и шин КРУ – 10 выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПНп–10/12/10/1(2)–УХЛ2 [38] со следующими характеристиками

Таблица 49 – Характеристики ограничителя перенапряжений ОПН–10/12/10/1(2)–УХЛ2

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА
1	2	3	4
10	15	12	10

Проверка ОПН по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{н.д.р} \geq 1,05 \cdot \frac{U}{\sqrt{3}}, \quad (28)$$

$$U_{н.д.р.220} \geq 1,05 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}},$$

$$154 \geq 133,368 \text{ кВ},$$

$$U_{н.д.р.110} \geq 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}},$$

$$88 \geq 66,684 \text{ кВ},$$

$$U_{н.д.р.10} \geq 1,05 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}},$$

$$12 \geq 6,062 \text{ кВ},$$

Проверка ОПН по амплитуде коммутационного тока:

$$I_{p.ОПН} \geq \frac{U_{\max} - U_{ост}}{Z_B}, \quad (29)$$

$$I_{p.ОПН.220} \geq \frac{1383,791 - 573}{394,4} = 2,056 \text{ кА},$$

$$10 \geq 2,056 \text{ кА}.$$

$$I_{p.ОПН.110} \geq \frac{1307,802 - 305}{379,6} = 2,641 \text{ кА},$$

$$20 \geq 2,641 \text{ кА}.$$

Проверка ОПН по поглощаемой энергии:

$$\mathcal{E}_{ОПН} \cdot U_{н.д.р} \geq \mathcal{E}, \quad (30)$$

$$5,5 \cdot 154 \geq 345,512 \text{ кДж},$$

$$847 \geq 345,512 \text{ кДж},$$

$$12,7 \cdot 88 \geq 85,946 \text{ кДж},$$

$$1117,6 \geq 85,946 \text{ кДж}.$$

ОПН проходят все проверки и принимаются к установке.

2.9 Релейная защита и автоматика подстанции

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений, релейная защита должна выявить повреждённый участок и отключить его от

электроэнергетической системы, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

При возникновении ненормальных режимов релейная защита так же должна выявить их в зависимости от характера нарушения либо отключать оборудование, если возникла опасность его повреждения, либо производить автоматические операции, необходимые для восстановления нормального режима, либо осуществлять сигнализацию оперативному персоналу, который должен принимать меры к ликвидации возникшего ненормального режима [20].

2.9.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики

В проекте, релейная защита и автоматика будет выполнена не на основе устаревших электромеханических реле, а на основе новых микропроцессорных защит типа «Сириус».

Защита присоединений к ОРУ-220 кВ не предусматривается, так как подстанция Заводская находится в зоне чувствительности РЗА, установленных на подстанции Амурская.

Защита ошиновки ОРУ-220 кВ и ОРУ-110 кВ, осуществляется с помощью микропроцессорного устройства «Сириус-3-ДЗШ-03» [39]. Устройство данного типа выполняет защиту сборных шин с абсолютной селективностью и предназначено для защиты от всех видов замыканий в защищаемой зоне.

Для контроля трансформаторов напряжения, установленных на системах сборных шин ОРУ, применяется «Сириус-ТН» [39]. Также устройство дополнительными функциями автоматики, такими как:

- 1) трехступенчатая автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
- 2) частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ);
- 3) формирование сигнала пуска АВР;
- 4) формирование сигналов восстановления схемы нормального режима после АВР (ВНР).

Для защиты автотрансформаторов, устанавливается микропроцессорное устройство «Сириус-ТЗ» [39], а для более удобного управления устройствами

регулирования напряжения, типа РПН, с щитов, предусматривается установка «Сириус-РН» [39].

Возможно, потребуется защита отходящих линий до АГПЗ и АГХК. Для этого рекомендуется установить устройство с комплексом защит абсолютной селективности (ДФЗ), и относительной селективности (ТО, ДЗ, ТЗНП), типа «Сириус-3-ДФЗ-02» [39].

Защита станционного оборудования, в данном проекте, не предусматривается.

2.9.2 Защита автотрансформаторов подстанции Заводская

Подробный расчёт уставок защит «Сириус-ТЗ», представлен в Приложении Г.

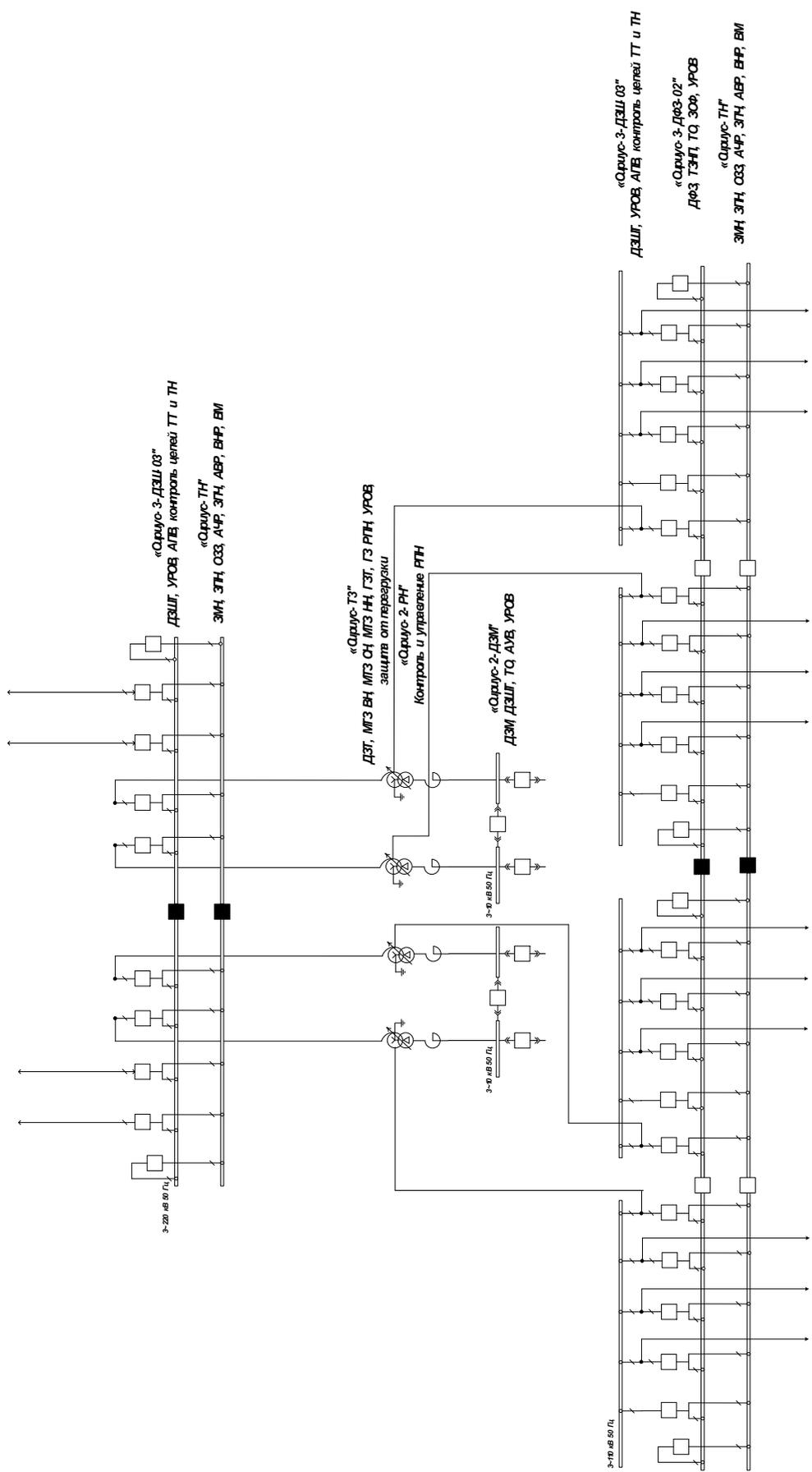


Рисунок 11 – Расстановка комплектов защиты и автоматики

2.10 Выбор и проверка ошиновки

Все распределительные устройства подстанции выполнены жёсткими шинами. Ошиновка такого типа современна, удобна в эксплуатации и экономична. Применение этой новой технологии позволит снизить металлоёмкость распределительных устройств на 30 %, расход железобетона на 15 %, объём строительно-монтажных работ до 25 %, а также позволит сократить площадь каждого распределительного устройства на 15%.

Каждая фаза сборных шин представляет собой конструкцию, выполненную из ряда однопролётных шин, опирающихся своими концами на опорные изоляторы. В свою очередь опорные изоляторы могут быть фарфоровыми или полимерными, крепящиеся на специальной стойке. Фазы сборных шин могут быть окрашены в жёлтый, зелёный и красный цвета или в белый цвет, что повысит значение допустимого значения тока [40].

Подробный расчёт жёсткой ошиновки представлен в Приложении А, Б и В. Результаты расчёта жёсткой ошиновки для всех классов напряжения ПС представлены ниже и сведены в таблицы.

Таблица 50 – Результат расчёта жёсткой ошиновки ОРУ-220 кВ

Параметр	Значение	Допустимое значение
1	2	3
Допустимый ток шины	624 А	3573,868 А
Температура шин при КЗ	95 °С	200 °С
Наибольшее напряжение в шине без гололёда	21,44 МПа	247 МПа
Наибольшее напряжение на изоляторе без гололёда	509,44 Н	5768 Н
Наибольшее напряжение в шине от действия гололёда	19,02 МПа	247 МПа

1	2	3
Наибольшее напряжение на изоляторе от действия гололёда	452,05 МПа	5768 Н
Усилие, возникающее в ошиновке от собственного веса и от гололёда	40,46 МПа	247 МПа
Напряжение на изоляторе от веса шины и гололёда	961,49 Н	5768 Н
Относительный прогиб шины от ветрового резонанса	0,03 мм	0,04 мм
Напряжение в материале шины от действия ЭДН	4,68 МПа	247 МПа
Нагрузка на изолятор от действия ЭДН	111,2 Н	5768 Н
Минимальное расстояние в свету между шинами при воздействии ветра	1568 мм	1600 мм
Минимальное расстояние между шинами при воздействии КЗ	2354 мм	900 мм

Таблица 51 – Результат расчёта жёсткой ошиновки ОРУ-110 кВ

Параметр	Значение	Допустимое значение
1	2	3
Допустимый ток шины	1745 А	2401 А
Температура шин при КЗ	95 °С	200 °С
Наибольшее напряжение в шине без гололёда	11,53 МПа	247 МПа
Наибольшее напряжение на изоляторе без гололёда	192,08 Н	7123,386 Н
Наибольшее напряжение в шине от действия гололёда	10,71 МПа	247 МПа

1	2	3
Наибольшее напряжение на изоляторе от действия гололёда	178,514 Н	7123,386 Н
Усилие, возникающее в ошиновке от собственного веса и от гололёда	22,24 МПа	247 МПа
Напряжение на изоляторе от веса шины и гололёда	370,594 Н	7123,386 Н
Относительный прогиб шины от ветрового резонанса	0,036 мм	0,04 мм
Напряжение в материале шины от действия ЭДН	13,93 МПа	247 МПа
Нагрузка на изолятор от действия ЭДН	232,1 Н	7123,386 Н
Минимальное расстояние в свету между шинами при воздействии ветра	998,06 мм	1000 мм
Минимальное расстояние между шинами при воздействии КЗ	866,746 мм	450 мм

Таблица 52 – Результат расчёта жёсткой ошиновки КРУН-10 кВ

Параметр	Значение	Допустимое значение
1	2	3
Минимальное сечение шины по условию термической стойкости	14 мм ²	45 мм ²
Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента	4,92 МПа	90 МПа
Максимальная сила действующая на изгиб изолятора: а) для опорного б) для проходного	16,944 Н	1800 Н 4500 Н

2.11 Разработка заземления и молниезащиты подстанции Заводская

Металлические части электроустановок, такие как корпуса, каркасы, щиты и т.п., должны быть заземлены, в случае повреждения изоляции. Такое заземление именуется защитным. Основная функция такого типа заземления – предотвращение от опасных напряжений прикосновения рабочего персонала. Существует так же рабочее заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы электроустановки и грозозащитное заземление, к которым присоединяются ОПН, стержневые и тросовые молниеотводы.

Заземление подстанции состоит из стальных прутьев малого диаметра, образующие сетку, которая в свою очередь закопана под землю на глубину 0,5-0,7 м [31]. Стальные прутья должны выдерживать ток термической стойкости и быть устойчивыми к коррозии в течении всего срока службы подстанции.

Электроустановки, коммутационные аппараты, здания и сооружения подстанции должны в обязательном порядке защищаться от прямых ударов молнии, посредством установки специальных устройств – молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать такие сооружения и электроустановки, которые имеют наибольшую высоту, по сравнению с другими устройствами. Из этого следует, что всякое сооружение или электроустановка имеющее меньшую высоту, по сравнению с высотой молниеотвода, и попадающее в зону защиты, будет надёжно защищена от прямых ударов молнии [37].

Подробный расчёт заземления и молниезащиты распределительных устройств напряжением 220 кВ и 110 кВ, представлен в приложениях.

3 МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ

3.1 Определение единичных и удельных нагрузок провода

Провода и тросы, подвешенные на воздушных линиях, находятся постоянно под действием вертикальной нагрузки от собственного веса. К этой нагрузке могут добавляться временные нагрузки – вертикальная от гололёда и горизонтальная от ветра. Гололёдные отложения распределяются по длине провода не вполне равномерно. Однако при известной условности определения гололёдных нагрузок эту нагрузку считают равномерно распределённой по длине провода в рассматриваемом пролёте. Равномерно распределённая нагрузка по длине пролёта на 1 м длины провода называется единичной нагрузкой и выражается в деканьютонах (даН). Удельная нагрузка получается путём деления единичной нагрузки на сечение провода [41].

Таблица 53 – Характеристики провода АС-400/51

Диаметр провода d , мм	Масса провода m , кг	Сечение провода S , мм ²	Приведённая нагрузка от собственного веса γ_l , даН/(м·мм ²)	Модуль упругости E , даН/мм ²	Температурный коэффициент температурного удлинения α , 1/°С	Допустимое напряжение при наибольшей нагрузке σ_G , даН/мм ²
1	2	3	4	5	6	7
27,5	1490	445,1	$3,34 \cdot 10^{-3}$	$7,7 \cdot 10^3$	$19,8 \cdot 10^{-6}$	12,2

Нагрузка от собственного веса:

$$p_1 = m \cdot 10^{-3}, \quad (31)$$

$$p_1 = 1490 \cdot 10^{-3} = 1,49 \text{ даН / м},$$

Единичная нагрузка от веса гололёда:

$$p_2 = 0,9 \cdot \pi \cdot c \cdot (d + c), \quad (32)$$

где c – толщина стенки гололёда, мм;

$$p_2 = 0,9 \cdot \pi \cdot 20 \cdot (27,5 + 20) = 2,686 \text{ даН / м},$$

Нагрузка от веса провода с гололёдом:

$$p_3 = p_1 + p_2, \quad (33)$$

$$p_3 = 1,49 + 2,686 = 4,176 \text{ даН / м},$$

$$\gamma_3 = \frac{p_3}{S}, \quad (34)$$

$$\gamma_3 = \frac{4,176}{445,1} = 9,382 \cdot 10^{-3} \text{ даН / (м} \cdot \text{мм}^2\text{)},$$

Единичная нагрузка от ветра на провод без гололёда:

$$p_4 = \alpha_a \cdot C_X \cdot q_a \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad (35)$$

где α_a – коэффициент неравномерности, о.е;

C_X – аэродинамический коэффициент (для проводов диаметром более 20 мм принимается равным 1,1), о.е;

q_a – скоростной напор ветра, даН/м².

При $q_a = 40$ даН/м², $\alpha_a = 0,85$; при $q_a = 55$ даН/м², $\alpha_a = 0,75$. Значение q_a принять равным 50 даН/м².

$$\alpha_a = \frac{q_a - q_1}{q_2 - q_1} \cdot (\alpha_2 - \alpha_1) + \alpha_1, \quad (36)$$

$$\alpha_a = \frac{50 - 40}{55 - 40} \cdot (0,75 - 0,85) + 0,85 = 0,783 \text{ о.е.},$$

$$p_4 = 0,783 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot 27,5 \cdot 10^{-3} = 1,185 \text{ даН / м},$$

Единичная нагрузка от ветра на провод с гололёдом:

В районах с толщиной стенки гололёда 15 мм и более значения скоростного напора ветра следует принимать не менее 14 даН/м². При $q_b = 27$ даН/м², $\alpha_b = 1$; при $q_b = 40$ даН/м², $\alpha_b = 0,85$. Интерполируя данные значения, по формуле (36) находим искомое значение α_b :

$$\alpha_b = \frac{14 - 27}{40 - 27} \cdot (0,85 - 1) + 1 = 1,15 \text{ о.е.},$$

$$p_5 = \alpha_b \cdot C_X \cdot 0,25 \cdot q_b \cdot (d + 2c) \cdot 10^{-3}, \quad (37)$$

$$p_5 = 1,15 \cdot 1,1 \cdot 0,25 \cdot 14 \cdot (27,5 + 2 \cdot 20) \cdot 10^{-3} = 1,067 \text{ даН / м},$$

Нагрузки от ветра и веса провода без гололёда:

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2}, \quad (38)$$

$$p_6 = \sqrt{1,49^2 + 1,185^2} = 1,904 \text{ даН / м},$$

$$\gamma_6 = \frac{p_6}{S}, \quad (39)$$

$$\gamma_6 = \frac{1,904}{445,1} = 4,277 \cdot 10^{-3} \text{ даН / (м} \cdot \text{мм}^2\text{)},$$

Нагрузки от ветра и веса провода с гололёдом:

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2}, \quad (40)$$

$$p_7 = \sqrt{4,176^2 + 1,067^2} = 4,31 \text{ даН / м},$$

$$\gamma_7 = \frac{p_7}{S}, \quad (41)$$

$$\gamma_7 = \frac{4,31}{445,1} = 9,684 \cdot 10^{-3} \text{ даН / (м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

3.2 Определение значений габаритного, весового и ветрового пролётов

При расстановке опор на идеально ровной местности наибольшая возможная длина пролёта может быть определена в зависимости от максимальной стрелы провеса, которую можно допустить при заданной высоте подвеса про-

вода на опоре и минимальном габарите от провода до земли, требуемой ПУЭ для линии данного напряжения. Этот пролёт, определяемый из условия допустимого габарита до земли, называется габаритным пролётом.

Ветровой пролёт опоры данного типа, соответствует значению, принятому в расчёте этой опоры для определения давления ветра на провод. Ветровая нагрузка в пролёте распределяется на обе опоры поровну, поэтому фактическое давление ветра на опору соответствует полусумме пролётов по обе стороны от опоры.

Весовой пролёт опоры данного типа, соответствует значению, принятому в расчёте опоры для определения весовых нагрузок проводов и тросов. При установке опор с одинаковой высотой точек подвеса провода на идеально ровной местности его вес распределяется на обе опоры поровну, в противном случае вес передаётся на соответствующие опоры на участки от точки подвеса до низшей точки провода в пролёте [42].

Габаритная стрела провеса определяется по формуле (42):

$$f_{gab} = h_n - \lambda - h_{дон}, \quad (42)$$

где h_n – высота расположения нижней траверсы над уровнем земли, м;

λ – длина гирлянды изоляторов, м;

$h_{дон}$ – допустимое расстояние от нижней точки провода в пролёте до земли, м.

К установке принимаем стальные, двухцепные промежуточные опоры П220-2 и анкерно-угловые У220-2, высота нижней траверсы – 22,5 м. Высоту гирлянды принять равной 1,778 м (~ 14 шт ПС70Е). Допустимое расстояние от нижней точки провода в пролёте до земли для напряжения 220 кВ, в незаселённой местности, принимается равным 7 м [31].

$$f_{gab} = 22,5 - 1,778 - 7 = 13,722 \text{ м},$$

Критическая температура провода:

$$t_{кр} = -5 + \frac{\beta}{\alpha} \cdot \sigma_{\Gamma} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right), \quad (43)$$

где β – коэффициент упругого удлинения провода, мм²/даН (обратная величина E);

$$t_{кр} = -5 + \frac{1,299 \cdot 10^{-4}}{19,8 \cdot 10^{-6}} \cdot 12,2 \cdot \left(1 - \frac{3,34 \cdot 10^{-3}}{9,382 \cdot 10^{-3}}\right) = 46,534 \text{ } ^\circ\text{C},$$

Коэффициенты a , b , c :

$$a = \frac{\gamma_1}{8 \cdot f_{заб}} + \frac{\gamma_3^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2 \cdot \beta}, \quad (44)$$

$$a = \frac{3,34 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 13,722} + \frac{(9,382 \cdot 10^{-3})^2}{24 \cdot 12,2^2 \cdot 1,299 \cdot 10^{-4}} = 2,202 \cdot 10^{-4},$$

$$b = \frac{\alpha}{\beta} \cdot (t_{max} + 5) - \sigma_{\Gamma}, \quad (45)$$

где t_{max} – максимальна температура провода, $^\circ\text{C}$;

$$b = \frac{19,8 \cdot 10^{-6}}{1,299 \cdot 10^{-4}} \cdot (35 + 5) - 12,2 = -6,102,$$

$$c = \frac{8}{3} \cdot \frac{f_{заб}^2}{\beta}, \quad (46)$$

$$c = \frac{8}{3} \cdot \frac{13,722^2}{1,299 \cdot 10^{-4}} = 3,866 \cdot 10^6,$$

Габаритный, весовой и ветровой пролёты:

$$l_{заб} = \sqrt{\frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}}, \quad (47)$$

$$l_{заб} = \sqrt{\frac{6,102 + \sqrt{6,102^2 - 4 \cdot 2,202 \cdot 10^{-4} \cdot 3,866 \cdot 10^6}}{2 \cdot 2,202 \cdot 10^{-4}}} = 383,528 \text{ м},$$

$$l_{ветр} = l_{заб} = 383,528 \text{ м},$$

$$l_{вес} = 1,25 \cdot l_{заб}, \quad (48)$$

$$l_{вес} = 1,25 \cdot 383,528 = 479,41 \text{ м},$$

Длина провода в габаритном пролёте:

$$l_{пр.заб} = l_{заб} + \frac{8}{3} \cdot \frac{f_{заб}^2}{l_{заб}}, \quad (49)$$

$$l_{пр.заб} = 383,528 + \frac{8}{3} \cdot \frac{13,722^2}{383,528} = 384,837 \text{ м}.$$

3.3 Определение стрелы провеса провода при наивысшей температуре

Напряжения и стрелы провеса провода изменяются в зависимости от температуры и нагрузки. При повышении температуры провод расширяется, стрела провеса увеличивается, а напряжение в проводе уменьшается. При снижении температуры наблюдаются обратные эффекты. Одновременное увеличение обоих параметров наблюдается при отложениях гололёда и отсутствии ветра на провод, так как на провод действуют только вертикальные нагрузки [41].

Стоит отметить, что стрела провеса провода при наивысшей температуре не должна превышать габаритную стрелу провеса провода, которая найдена ранее и равна 13,722 м.

Для определения стрелы провеса провода при наивысшей температуре, прежде всего, нужно найти напряжение провода, с помощью уравнения состояния провода:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_o - \frac{\gamma_o^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_o^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_o), \quad (50)$$

Зададимся пролётом равным 360м:

$$\sigma_{40} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{40}^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\max} - t_o), \quad (51)$$

$$\sigma_{40} - \frac{(3,34 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot \sigma_{40}^2} = 12,2 - \frac{(9,684 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (35 + 5),$$

Упростив уравнение, можно найти корень σ_{40} :

$$\sigma_{40} - 463,85 \cdot \frac{1}{\sigma_{40}^2} + 20,859 = 0,$$

$$\sigma_{40} = 4,294 \text{ даН} / \text{мм}^2,$$

Стрела провеса провода при наивысшей температуре:

$$f_{40} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{40}}, \quad (52)$$

$$f_{40} = \frac{3,34 \cdot 10^{-3} \cdot 360^2}{8 \cdot 4,294} = 12,601 \text{ м.}$$

3.4 Механический расчёт провода при разных климатических условиях

Перед тем как рассчитывать напряжения провода в разных климатических условиях нужно определить критические пролёты. Существуют три критических пролёта [41]:

1) Первый критический пролёт – это такой пролёт, в котором напряжение в проводе достигает допустимых значений при низшей и при среднегодовой температурах:

$$l_1 = \frac{4,38 \cdot \sigma_{\Gamma}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot E \cdot (t_o - t_{\min}) - 0,333 \cdot \sigma_{\Gamma}}{E}}, \quad (53)$$

2) Второй критический пролёт – это такой пролёт, в котором напряжения достигают допустимых значений и как при низшей температуре, так и при наибольшей нагрузке:

$$l_2 = 4,9 \cdot \sigma_{\Gamma} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t - t_{\min})}{\gamma_7^2 - \gamma_1^2}}, \quad (54)$$

3) Третий критический пролёт – это такой пролёт, в котором напряжения в проводе достигают допустимых значений при среднегодовой температуре и при наибольшей нагрузке:

$$l_3 = \frac{4,9 \cdot \sigma_{\Gamma}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{0,333 \cdot \sigma_{\Gamma} + \alpha \cdot E \cdot (t - t_o)}{E \cdot \left(\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - 2,25 \right)}}, \quad (55)$$

Согласно формулам (53-55), находим критические пролёты:

$$l_1 = \frac{4,38 \cdot 12,2}{3,34 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (0 + 40) - 0,333 \cdot 12,2}{7,7 \cdot 10^3}} = 260,142 \text{ м},$$

$$l_2 = 4,9 \cdot 12,2 \cdot \sqrt{\frac{19,8 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 + 40)}{\left(9,684 \cdot 10^{-3} \right)^2 - \left(3,34 \cdot 10^{-3} \right)^2}} = 173,131 \text{ м},$$

$$l_3 = \frac{4,9 \cdot 12,2}{3,34 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{0,333 \cdot 12,2 + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 - 0)}{7,7 \cdot 10^3 \cdot \left(\left(\frac{9,684 \cdot 10^{-3}}{3,34 \cdot 10^{-3}} \right)^2 - 2,25 \right)}} = 149,341 \text{ м}.$$

Таблица 54 – Расчётные режимы проводов

Расчётный режим	Сочетание климатических условий	Номер нагрузки
1	2	3
I	Провода и тросы покрыты гололёдом, $t = -5$ °С, скоростной напор ветра $0,25q$	7
II	Провода и тросы покрыты гололёдом, $t = -5$ °С, ветра нет	3
III	Скоростной напор ветра q , $t = -5$ °С, гололёда нет	6
IV	Среднегодовая температура $t_{\text{э}}$, ветра и гололёда нет	1
V	$t = +15$ °С, ветра и гололёда нет	1
VI	Низшая температура, ветра и гололёда нет	1
VII	Максимальная температура, ветра и гололёда нет	1

Далее, напряжение в проводе рассчитывается с помощью уравнения состояния провода для разных климатических режимов:

Режим I – исходный режим, $\sigma_I = 12,2$ даН/мм².

Режим II – Провода и тросы покрыты гололёдом, $t = -5$ °С, ветра нет:

$$\sigma_{II} - \frac{\gamma_3^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{II}^2} = \sigma_I - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_I^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_0), \quad (56)$$

$$\sigma_{II} - \frac{(9,382 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot \sigma_{II}^2} = 12,2 - \frac{(9,684 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5),$$

$$\sigma_{II} - 3660,186 \cdot \frac{1}{\sigma_{II}^2} + 13,998 = 0,$$

$$\sigma_{II} = 11,89 \text{ даН} / \text{мм}^2.$$

Режим III – Скоростной напор ветра q , $t = -5$ °С, гололёда нет:

$$\sigma_{III} - \frac{\gamma_6^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{III}^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_0), \quad (57)$$

$$\sigma_{III} - \frac{(4,277 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot \sigma_{III}^2} = 12,2 - \frac{(9,684 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5),$$

$$\sigma_{III} - 760,567 \cdot \frac{1}{\sigma_{III}^2} + 13,998 = 0,$$

$$\sigma_{III} = 6,145 \text{ даН} / \text{мм}^2.$$

Режим IV – Среднегодовая температура t_{Σ} , ветра и гололёда нет:

$$\sigma_{IV} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{IV}^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_0 - t), \quad (58)$$

$$\sigma_{IV} - \frac{(3,34 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot \sigma_{IV}^2} = 12,2 - \frac{(9,684 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (0 + 5),$$

$$\sigma_{IV} - 463,85 \cdot \frac{1}{\sigma_{IV}^2} + 14,76 = 0,$$

$$\sigma_{IV} = 4,862 \text{ даН} / \text{мм}^2.$$

Режим V – $t = +15$ °С, ветра и гололёда нет:

$$\sigma_V - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_V^2} = \sigma_\Gamma - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_\Gamma^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{15} - t), \quad (59)$$

$$\sigma_{IV} - \frac{(3,34 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot \sigma_{IV}^2} = 12,2 - \frac{(9,684 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (15 + 5),$$

$$\sigma_V - 463,85 \cdot \frac{1}{\sigma_{IV}^2} + 17,047 = 0,$$

$$\sigma_V = 4,626 \text{ даН} / \text{мм}^2.$$

Режим VI – Низшая температура, ветра и гололёда нет:

$$\sigma_{VI} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{VI}^2} = \sigma_\Gamma - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_\Gamma^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\min} - t), \quad (60)$$

$$\sigma_{VI} - \frac{(3,34 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot \sigma_{VI}^2} = 12,2 - \frac{(9,684 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-40 + 5),$$

$$\sigma_{VI} - 463,85 \cdot \frac{1}{\sigma_{VI}^2} + 8,662 = 0,$$

$$\sigma_{VI} = 5,686 \text{ даН} / \text{мм}^2.$$

Режим VII – Максимальная температура, ветра и гололёда нет:

$$\sigma_{VII} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{VII}^2} = \sigma_\Gamma - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_\Gamma^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\max} - t), \quad (61)$$

$$\sigma_{VII} - \frac{(3,34 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot \sigma_{VII}^2} = 12,2 - \frac{(9,684 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 360^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (35+5),$$

$$\sigma_{VII} - 463,85 \cdot \frac{1}{\sigma_{VII}^2} + 20,859 = 0,$$

$$\sigma_{VII} = 4,294 \text{ даН} / \text{мм}^2.$$

Таблица 55 – Результаты расчёта режимов

Расчётный режим	Сочетание климатических условий	Напряжение в проводе σ_n , даН/мм ²	Стрела провеса провода f_n , м
1	2	3	4
I	Провода и тросы покрыты гололёдом, $t = -5$ °С, скоростной напор ветра $0,25q$	12,2	-
II	Провода и тросы покрыты гололёдом, $t = -5$ °С, ветра нет	11,89	12,783
III	Скоростной напор ветра q , $t = -5$ °С, гололёда нет	6,145	11,275
IV	Среднегодовая температура t_3 , ветра и гололёда нет	4,862	11,129
V	$t = +15$ °С, ветра и гололёда нет	4,626	11,696
VI	Низшая температура, ветра и гололёда нет	5,686	9,516
VII	Максимальная температура, ветра и гололёда нет	4,294	12,601

3.5 Механический расчёт грозозащитного троса

Расчёт грозозащитного троса производится из условия соблюдения расстояний между проводами и тросом в середине пролёта, требуемых ПУЭ по соображениям грозозащиты [41].

Стрела провеса троса, при температуре +15 °С и отсутствии ветра определяется по формуле (62):

$$f_T = f_{заб} + h_m - z_m, \quad (62)$$

где h_T – расстояние по вертикали между тросом и проводом на опоре (для опоры П220-2 равное 5,5 м), м;

z_T – требуемое расстояние между тросом и проводом в середине пролёта (для габаритного пролёта принять 6,75 м), м.

$$f_T = 13,722 + 5,5 - 6,75 = 12,469 \text{ м.}$$

К установке примем грозозащитный трос со встроенным оптоволоконным кабелем марки OPGW-30D36z [], характеристики которого приведены ниже.

Таблица 56 – Характеристики грозозащитного троса OPGW-30D36z

Приведённая нагрузка от собственного веса γ_m , даН/(м·мм ²)	Модуль упругости E_m , даН/мм ²	Температурный коэффициент температурного удлинения α_m , 1/°С
1	2	3
$3,87 \cdot 10^{-3}$	$7,98 \cdot 10^3$	$18,5 \cdot 10^{-6}$

Напряжение троса при температуре +15 °С:

$$\sigma_{15} = \frac{\gamma_m \cdot l^2}{8 \cdot f_m}, \quad (63)$$

$$\sigma_{15} = \frac{3,87 \cdot 10^{-3} \cdot 360^2}{8 \cdot 12,469} = 5,028 \text{ даН} / \text{мм}^2.$$

3.6 Выбор изоляторов и линейной арматуры

Изоляторы относятся к ответственным элементам воздушных линий. Правильный выбор изоляции и её высокое качество, является одним из основных условий, выполнение которых обеспечивает надёжную эксплуатацию линии. В отличие от изоляторов, применяемых в других электроустановках, например в электрических аппаратах, изоляторы воздушных линий называются линейными. Линейные изоляторы бывают штыревыми (применяются на ВД до 35 кВ включительно) и подвесными, в зависимости от материала, применяющегося в изготовлении, существуют стеклянные, фарфоровые и полимерные [41].

Для надёжного закрепления изоляторов и проводов к опоре применяется линейная арматура. По функциональному назначению её подразделяют на пять основных видов:

1) Зажимы – служат для закрепления проводов и тросов. Различают поддерживающие и подвешиваемые зажимы на промежуточных опорах, и натяжные зажимы, применяемые на анкерных опорах;

2) Сцепная арматура (скобы, серьги, ушки, коромысла) – служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;

3) Защитная арматура (кольца) монтируется на гирляндах напряжением 330 кВ и выше. Предназначена для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды;

4) Соединительная арматура – служит для соединения проводов и тросов в пролёте и для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа;

5) Распорки, применяемые для соединения проводов в расщеплённой фазе.

Выбор изоляторов как для поддерживающих гирлянд, так и для натяжных гирлянд производится по электромеханической разрушающей силе изолятора.

Для поддерживающих гирлянд должны выполняться следующие условия [41]:

$$2,7 \cdot (p_7 \cdot l_{вес} + G_{Г}) \leq P, \quad (64)$$

$$5 \cdot (p_1 \cdot l_{вес} + G_{Г}) \leq P, \quad (65)$$

где $G_{Г}$ – вес гирлянды, даН.

Для натяжных гирлянд условия таковы:

$$2,7 \cdot \sqrt{(\sigma_{Г} \cdot S)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{вес}}{2} + G_{Г}\right)^2} \leq P, \quad (66)$$

$$5 \cdot \sqrt{(\sigma_{IV} \cdot S)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{вес}}{2} + G_{Г}\right)^2} \leq P, \quad (67)$$

В свою очередь вес гирлянды можно определить по формуле (88):

$$G_{Г} = \frac{m_{уз} \cdot n_{уз} \cdot g}{10}, \quad (68)$$

где $m_{уз}$ – масса одного изолятора, кг;

$n_{уз}$ – количество изоляторов в гирлянде, шт.

К установке в поддерживающей гирлянде примем изолятор типа ПС70Е, с номинальной электромеханической разрушающей силе равной 70 даН; масса одного изолятора составляет 3,5 кг; количество изоляторов в гирлянде – 14 шт.

$$G_{\Gamma} = \frac{3,5 \cdot 14 \cdot 9,8}{10} = 48,02 \text{ даН},$$

Усилия, возникающие на одном изоляторе:

$$2,7 \cdot (4,31 \cdot 479,41 + 48,02) = 5708,936 \text{ даН},$$

$$5708,936 \leq 7000 \text{ даН}.$$

$$5 \cdot (1,49 \cdot 479,41 + 48,02) = 3811,701 \text{ даН},$$

$$3811,701 \leq 7000 \text{ даН}.$$

Изоляторы ПС70Е проходят проверку. Гарантированную прочность арматуры следует выбрать по допустимой нагрузке изолятора, то есть 7 кН. Промежуточный зажим – глухой.

Для натяжной гирлянды примем к установке изоляторы марки ПС160Д, с номинальной электромеханической разрушающей силе равной 160 даН; масса одного изолятора составляет 6 кг; количество изоляторов в гирлянде – 11 шт.

$$G_{\Gamma} = \frac{6 \cdot 11 \cdot 9,8}{10} = 64,68 \text{ даН},$$

Усилия, возникающие на одном изоляторе:

$$2,7 \cdot \sqrt{(12,2 \cdot 445,1)^2 + \left(\frac{4,31 \cdot 479,41}{2} + 64,68 \right)^2} = 14958,251 \text{ даН},$$

$$14958,251 \leq 16000 \text{ даН}.$$

$$5 \cdot \sqrt{(12,2 \cdot 445,1)^2 + \left(\frac{1,49 \cdot 479,41}{2} + 64,68 \right)^2} = 11024,036 \text{ даН},$$

$$11024,036 \leq 16000 \text{ даН}.$$

Изоляторы ПС160Д проходят проверку. Гарантированная прочность арматуры 16 кН. Натяжной зажим – болтовой.

4 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

4.1 Выбор ПВК для расчёта режимов и его характеристика

Для расчёта режима электрической сети, в данном курсовом проекте, используем программный комплекс RastrWin. Эта программа, предназначена не только для расчёта режима, но и позволяет моделировать многие элементы энергосистемы: трансформаторы, анцапфы, шунтирующие реакторы, статические компенсаторы, ит.д. Студенческая версия RastrWin позволяет работать с любой схемой, но с ограничением в 60 узлов [44].

4.2 Расчёт максимального режима

Максимальный режим работы энергосистемы приходится на зимнее время года, когда нагрузка потребителя максимальна. Это происходит из-за уменьшения длительности светового дня, что влияет на осветительную нагрузку, снижение температуры окружающей среды, отопительный сезон, и т.д. На химическую промышленность и газоперерабатывающее производство, увы, приведённые факторы влияния не оказывают. Производство сырья и переработка газа ведётся практически не прекращаясь, большая часть оборудования работает круглосуточно [10].

Так как ГЭН АГПЗ и АГХК одинаковы как для зимнего время года, так и для летнего (коэффициент летнего снижения максимума равен 0,9-0,95), то расчёт следует провести только для режима максимальных нагрузок.

Результаты расчёта максимального режима таковы:

Таблица 57 – Характеристики потребителей (максимальный режим)

Название узла	Расчётное напряжение, кВ	Генерируемая/потребляемая мощность, МВА	Положение анцапфы автотрансформаторов
1	2	3	4
ПС Амурская	220	351,4+j216,1	+2
I-СШ ОРУ-220 кВ	217,04	-	
II-СШ ОРУ 220 кВ	217,04	-	
I-СШ ОРУ-110 кВ	114,67	173,9+j94	
II-СШ ОРУ 110 кВ	114,67	173,9+j94	
СН ПС-I (КРУН-10)	9,44	0,5+j0,3	
СН ПС-II (КРУН-10)	9,44	0,5+j0,3	

Таблица 58 – Токовая загрузка ЛЭП и автотрансформаторов

Название участка	Ток в ветви, А	Допустимый ток, А	Токовая загрузка, %	Потери мощности, МВА	Потери напряжения, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Амурская – Заводская	274	825	33,3	0,4-j0,8	-1,35
ВН АТ-1	274	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-1	498	954	28,5	0	+4,25
НН АТ-1	18	5500	1	0	-5,65
ВН АТ-2	274	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-2	498	954	28,5	0	+4,25
НН АТ-2	18	5500	1	0	-5,65

1	2	3	4	5	6
ВН АТ-3	274	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-3	498	954	28,5	0	+4,25
НН АТ-3	18	5500	1	0	-5,65
ВН АТ-4	274	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-4	498	954	28,5	0	+4,25
НН АТ-4	18	5500	1	0	-5,65

4.2.1 Анализ нормального установившегося режима

Нормальный режим работы сети и подстанции, предполагает оптимальную загруженность электрооборудования (линии, трансформаторы, ошиновка) с неизменными, установившимися во времени параметрами режима сети. Ранее было определено, что коэффициент загрузки автотрансформаторов равен 74,8 %, по результатам режима он равен 54,7 %. Следовало бы выбрать автотрансформатор менее мощный, но на подстанции можно вывести один из автотрансформаторов в резерв, что повысит загрузку остальных и увеличит надёжность.

Что касается ВЛ 220 кВ ПС Амурская – ПС Заводская, то протекающий ток не превышает ни экономического (377 А), ни допустимый для данного сечения (825 А).

Потери электроэнергии минимальны, как в линии так и автотрансформаторах.

4.3 Расчёт послеаварийных режимов

Под послеаварийным режимом понимают такой режим, при котором выходит из строя какая-либо часть электроэнергетической системы, будь то линия или трансформатор, или приведённая единица выведена в ремонт. Параметры такого режима могут в значительной степени отличаются от нормального режима энергосистемы, в этом случае следует оптимизировать установившейся режим [10].

Рассмотрим несколько аварийных случаев:

- 1) Вывод в ремонт одного из автотрансформаторов и перевод всех присоединений на оставшиеся в работе автотрансформаторы;
- 2) Отключение одной ВЛ 220 кВ Амурская – Заводская;
- 3) Отключение двух ВЛ 220 кВ Амурская – Заводская.

Таблица 59 – Характеристики потребителей (первый аварийный режим)

Название узла	Расчётное напряжение, кВ	Генерируемая/потребляемая мощность, МВА	Положение анцапфы автотрансформаторов
1	2	3	4
ПС Амурская	220	351,4+j223,6	+2
I-СШ ОРУ-220 кВ	216,98	-	
II-СШ ОРУ 220 кВ	216,98	-	
I-СШ ОРУ-110 кВ	113,12	173,9+j94	
II-СШ ОРУ 110 кВ	113,14	173,9+j94	
СН ПС-I (КРУН-10)	9,31	0,5+j0,3	
СН ПС-II (КРУН-10)	9,31	0,5+j0,3	

Таблица 60 – Токовая загрузка ЛЭП и автотрансформаторов (первый аварийный режим)

Название участка	Ток в ветви, А	Допустимый ток, А	Токовая загрузка, %	Потери мощности, МВА	Потери напряжения, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Амурская – Заводская	279	825	33,8	0,4-j0,7	-1,39

Продолжение таблицы 60

1	2	3	4	5	6
ВН АТ-1	-	-	-	-	-
СН АТ-1	-	-	-	-	-
НН АТ-1	-	-	-	-	-
ВН АТ-2	370	502	73,8	0,2+j13,3	-1,37
СН АТ-2	674	954	38,6	0	+2,84
НН АТ-2	36	5500	1	0	-6,92
ВН АТ-3	370	502	73,8	0,2+j13,3	-1,37
СН АТ-3	674	954	38,6	0	+2,84
НН АТ-3	18	5500	1	0	-6,92
ВН АТ-4	370	502	73,8	0,2+j13,3	-1,37
СН АТ-4	674	954	38,6	0	+2,84
НН АТ-4	18	5500	1	0	-6,92

Таблица 61 – Характеристики потребителей (второй аварийный режим)

Название узла	Расчётное напряжение, кВ	Генерируемая/потребляемая мощность, МВА	Положение анцапфы автотрансформаторов
1	2	3	4
ПС Амурская	220	351,7+j221,9	+2
I-СШ ОРУ-220 кВ	215,98	-	
II-СШ ОРУ 220 кВ	216,01	-	
I-СШ ОРУ-110 кВ	114,08	173,9+j94	
II-СШ ОРУ 110 кВ	114,08	173,9+j94	
СН ПС-I (КРУН-10)	9,39	0,5+j0,3	
СН ПС-II (КРУН-10)	9,39	0,5+j0,3	

Таблица 62 – Токовая загрузка ЛЭП и автотрансформаторов (второй аварийный режим)

Название участка	Ток в ветви, А	Допустимый ток, А	Токовая загрузка, %	Потери мощности, МВА	Потери напряжения, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Амурская – Заводская	370	825	44,9	0,7-j0,1	-1,83
ВН АТ-1	274	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-1	274	954	28,5	0	+4,25
НН АТ-1	498	5500	1	0	-5,65
ВН АТ-2	18	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-2	274	954	28,5	0	+4,25
НН АТ-2	498	5500	1	0	-5,65
ВН АТ-3	18	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-3	274	954	28,5	0	+4,25
НН АТ-3	498	5500	1	0	-5,65
ВН АТ-4	18	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-4	274	954	28,5	0	+4,25
НН АТ-4	498	5500	1	0	-5,65

Таблица 63 – Характеристики потребителей (третий аварийный режим)

Название узла	Расчётное напряжение, кВ	Генерируемая/потребляемая мощность, МВА	Положение анцапфы автотрансформаторов
1	2	3	4
ПС Амурская	220	352,2+j230.8	+2
I-СШ ОРУ-220 кВ	213,78	-	
II-СШ ОРУ 220 кВ	213,87	-	
I-СШ ОРУ-110 кВ	112,85	173,9+j94	
II-СШ ОРУ 110 кВ	112,85	173,9+j94	
СН ПС-I (КРУН-10)	9,29	0,5+j0,3	
СН ПС-II (КРУН-10)	9,29	0,5+j0,3	

Таблица 64 – Токовая загрузка ЛЭП и автотрансформаторов (третий аварийный режим)

Название участка	Ток в ветви, А	Допустимый ток, А	Токовая загрузка, %	Потери мощности, МВА	Потери напряжения, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Амурская – Заводская	556	825	67,4	1,6+j5,7	-2,83
ВН АТ-1	274	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-1	498	954	28,5	0	+4,25
НН АТ-1	18	5500	1	0	-5,65
ВН АТ-2	274	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-2	498	954	28,5	0	+4,25

1	2	3	4	5	6
НН АТ-2	18	5500	1	0	-5,65
ВН АТ-3	274	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-3	498	954	28,5	0	+4,25
НН АТ-3	18	5500	1	0	-5,65
ВН АТ-4	274	502	54,7	0,1+j7,6	-1,35
СН АТ-4	498	954	28,5	0	+4,25
НН АТ-4	18	5500	1	0	-5,65

4.3.1 Анализ установившихся аварийных режимов

В послеаварийных режимах оборудование подстанции работает, без каких либо перегрузок. Напряжения в узлах, во всех послеаварийных режимах, остались практически не изменены по сравнению с нормальным режимом, не потребовалось и регулирование напряжения. Потери мощности и напряжения в линии, при отключении 2 из 4 ВЛ, минимальны. Протекающий ток в линии близок к предельному, но не выше допустимого значения. Отключение ещё одной линии маловероятно, и только в этом режиме линия будет загружена более чем на 40 %.

5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

5.1 Расчёт санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции

На открытом воздухе на территории подстанции установлены 4 автотрансформатора. Следует определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории [45].

Исходные данные приведены в таблице 65.

Таблица 65 – Исходные данные

Количество автотрансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность автотрансформатора, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
1	2	3	4	5
4	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ)	125	220	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории и времени суток, принимаем $L_A = 45$ дБА, см. Приложение Б [45].

Определяем шумовые характеристики источников шума. В зависимости от типовой мощности, класса номинального напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем корректирующий уровень звуковой мощности одного трансформатора, принимаем $L_{WA} = 108$ дБА, см. Приложение Д [45].

В связи с тем, что расстояние между источниками шума гораздо меньше, чем расстояние до расчетной точки, то можно несколько источников шума заменить одним с скорректированным уровнем звуковой мощности равных от всех источников шума:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \left(\sum_{i=1}^4 10^{0,1 \cdot L_{WA}} \right), \quad (69)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \left(\sum_{i=1}^4 10^{0,1 \cdot 108} \right) = 114 \text{ дБА},$$

Определяем минимальное расстояние, на котором трансформаторная подстанция должна находиться от границы территории жилой застройки, на которой выполняется санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{WA\Sigma} - L_A)}}{2\pi}}, \quad (70)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (114 - 45)}}{2\pi}} = 1127 \text{ м.}$$

Вывод: в результате решения получено минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, которое в данном случае равно 1127 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были достигнуты поставленные цели – спроектирована цифровая подстанция с применением новейших технологий и разработана питающая подстанцию сеть, напряжением 220 кВ. В ходе работы были рассмотрены все возможные варианты конфигурации сети и выбрана оптимальная схема главных соединений подстанции. Выбрано современное коммутационное и измерительное элегазовое оборудование, произведён подробный расчёт жёсткой ошиновки для каждого распределительного устройства, рассчитана механическая часть воздушной линии, а также выбраны уставки устройства защиты автотрансформатора.

В конечном счёте можно сделать следующий вывод – при вводе новой нагрузки питание первых четырёх очередей заводов осуществляется со стороны системы, далее необходим своевременный ввод новых генерирующих мощностей, ПГУ ТЭС Сила Сибири, так как заводы не могут, по техническим причинам, получать, при введении в работу всех очередей, электроэнергию со стороны системы. Но, подстанция обладает большим запасом по мощности, почти 400 МВА со стороны системы, при установившемся технологическом процессе в 665 МВА.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Схема территориального планирования муниципального образования. Свободненский район. Обоснование схемы территориального планирования. – Свободный : Свободненский районный совет народных депутатов, 2011. – 244 с.
- 2 Сергеев, В.В. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2015-2019 годов : Справ. литерат. / В.В. Сергеев, О.В. Деревянко, А.К. Юдин. – СПб. : СПбПУ им. Петра Великого, 2015. – 157 с.
- 3 Общая информация о проекте «Строительство Амурского ГПЗ». Презентация для подрядных организаций. – Тюмень. : НИПИГАЗ, 2016. – 18 с.
- 4 Паспорт подстанции 500 кВ Амурская. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2015. – 114 с.
- 5 Паспорт подстанции 220 кВ Ледяная. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2015. – 38 с.
- 6 Паспорт подстанции 220 кВ Шимановск. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2015. – 36 с.
- 7 Паспорт подстанции 220 кВ Свободный. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2015. – 34 с.
- 8 СО 153-34.20.118-2003 « Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем» . – М. : Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2003. – 22 с.
- 9 Контрольные замеры за зимний и летний период 2015 года. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2015. – 1 с.
- 10 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : Учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2008. – 715 с.
- 11 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Амурская-Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная/т. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 13 с.

12 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Амурская-Ледяная. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 10 с.

13 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Шимановск/т. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 12 с.

14 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Шимановск – Ледяная с отпайкой на ПС Ледяная/т. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 10 с.

15 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Амурская - Белогорск/т с отпайками на ПС Белогорск, ПС Свободный. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 15 с.

16 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенск №1. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 18 с.

17 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенск №2. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 13 с.

18 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник. Том 3. / В.Г. Герасимов, А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский и др. – 9-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

19 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 608 с. : ил.

20 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учеб. пособие / Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2009. - 648 с.

21 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

22 СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанции 35-750 кВ». – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128 с.

23 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанции и подстанции: Учеб. пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2007. – 141 с.

24 Белов, А.В, Ильин Ю.П. Электрические станции и подстанции. Расчёт подстанций : Учеб. пособие / А.В. Белов, Ю.П. Ильин. – Челябинск : Изд-во ЧГАА, 2014. – 123 с.

25 СТО 56947007-29.060.10.006-2008 «Методические указания по расчёту и испытаниям жёсткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ». – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 64 с.

26 Элегазовый колонковый выключатель ВГТ-220 : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 2 с.

27 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-УЭТМ-110 на напряжение 110 кВ : каталог / АО «Уралэлектротяжмаш». – Екатеринбург. : 2016. – 16 с.

28 Комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН-IV-10) : каталог / ООО «ПКК «КЭРС». – Знамя Октября. : 2016. – 6 с.

29 Разъединители серии РГ на напряжение 110 и 220 кВ. Разъединители пантографного типа на напряжение 110-220 кВ : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 4 с.

30 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2006. – 480с.

31 Библия электрика : ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. – Новосибирск : Норматика, 2014. – 688 с.

32 Трансформаторы тока элегазовые ТОГФ 110, 220 кВ : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 2 с.

33 Каталог встроенных трансформаторов тока типа ТВГ-УЭТМ для выключателя ВЭБ-УЭТМ : каталог / АО «Уралэлектротяжмаш». – Екатеринбург. : 2016. – 12 с.

34 Трансформаторы измерительные тока и напряжения : каталог / ЗАО группа компаний «Электроцит». – Самара. : 2016. – 157 с.

35 Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые ЗНГ-110, 220 кВ : каталог / АО «Уралэлектротяжмаш». – Екатеринбург. : 2016. – 12 с.

36 Трансформатор напряжения ЗНОГ-110 кВ : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 2 с.

37 Савина, Н.В. Учебно-методический комплекс по дисциплине «Изоляция и перенапряжение» : Учеб. метод. компл. / Н.В. Савина. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2007. – 134 с.

38 Ограничители перенапряжений нелинейные 110-500 кВ : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 2 с.

39 Руководство по эксплуатации микропроцессорных устройств защиты «Сириус» : рук. по экспл. / ЗАО «РАДИУС Автоматика». – М. : 2016. – 523 с.

40 Технический каталог жёсткая ошиновка ОРУ 110-750 кВ : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 34 с.

41 Крюков, К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчёт линий электропередачи : Учебник для вузов / К.П. Крюков, Б.П. Новгородцев. – Л. : Изд-во Энергия, 1979. – 311 с.

42 Короткевич, М.А. Проектировании линии электропередачи. Механическая часть : Учебник для вузов / М.А. Короткевич. – Минск : Изд-во Вышэйшая школа, 2010. – 577 с.

43 OPGW. Оптический кабель в грозотросе ёмкостью до 48 оптических волокна : каталог / Prysmian Cables&Systems. – Milan (Italy). : 2006. – 6 с.

44 Казакул, А.А. Алгоритмы задач электроэнергетики : Метод. указан. по выполн. лаб.раб. / А.А. Казакул. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 134 с.

45 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности : Метод. указ. к практ. занят. / А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.