

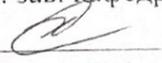
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

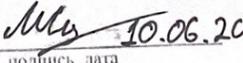
 Н.В. Савина

« 28 » 06 2020 г.

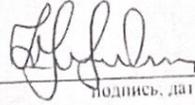
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения
компрессорной станции КС-5 в Якутии

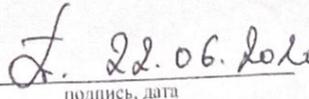
Исполнитель
студент группы 642- узб

 10.06.20 М.С. Сухарев
подпись, дата

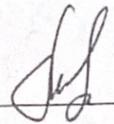
Руководитель
профессор,
канд.техн.наук

 12.06.20 Ю.В. Мясоедов
подпись, дата

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

 22.06.2020 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
старший преподаватель

 23.06.2020 Л.А. Мясоедова
подпись, дата

Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 14 » 04 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Сухарев Максим Сергеевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-5 в Якутии
(утверждена приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений Южной Якутии, схемы ПС Южной Якутии, нагрузка по контрольным замерам.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика компрессорной станции КС-5, расчет электрических нагрузок, разработка системы внешнего электроснабжения КС-5, технико-экономическая оценка двух вариантов сети, проектирование ПС «КС-5», расчет токов КЗ, выбор оборудования, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 38 таблиц, программный продукт Mathcad.

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

7. Дата выдачи задания 14.04.2020

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

Профессор, кандидат технических наук

Задание

принял к исполнению (дата): 14.04.2020 МВ Сухарев М.С.
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 176 с., 14 рисунков, 38 таблиц, 209 формул

ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, НАДЁЖНОСТЬ.

В работе произведено проектирование подстанции 220/10 кВ КС-5 для электроснабжения компрессорной станции КС-5 газопровода «Сила Сибири» в Южно – Якутских сетях, на основе технико-экономических расчётов выбран оптимальный вариант схемы подстанции. Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования подстанции, произведён расчёт релейной защиты.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ВН	-	высокое напряжения
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора
ЗРУ	-	закрытое распределительное устройство
КРМ	-	компенсация реактивной мощности
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
КЛ	-	кабельная линия
ЛЭП	-	линия электропередачи
НН	-	низкое напряжение
ОРУ	-	открытое распределительно устройство
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТО	-	токовая отсечка
ТН	-	трансформатор напряжения
ТП	-	трансформаторная подстанция
УЗО	-	устройство защитного отключения

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Энергоэкономическая характеристика района проектирования	9
2. Анализ существующей схемы электроснабжения	13
3. Расчёт электрических нагрузок	17
3.1 Расчёт низковольтной нагрузки	17
3.2 Расчёт осветительной нагрузки	20
3.3 Расчёт электрической нагрузки предприятия	23
3.4 Компенсация реактивной мощности	26
4. Выбор уровней номинального напряжения	29
5. Выбор количества и мощности трансформаторов на подстанции	33
КС-5	
6. Выбор сечений и конструктивного исполнения ЛЭП	36
6.1 Конструктивное исполнение ВЛ	36
6.2 Выбор сечений питающих линий	39
7. Выбор схемы конструкции подстанции	40
8. Расчёт токов короткого замыкания	42
9. Выбор и проверка электрических аппаратов. Технико-экономические показатели проекта	51
10. Выбор сечений кабельных линий	81
10.1 Выбор и проверка оборудования КТП	83
10.2 Выбор схемы низковольтного электроснабжения	90
10.3 Выбор и проверка элементов низковольтного схемы низковольтного электроснабжения	91
11. Релейная защита и автоматика	94
11.1. Выбор системы оперативного тока	94
11.2. Виды релейной защиты принятые на подстанции	101
11.3. Расчёт релейной защиты	107
11.4. Выбор и расчёт устройств автоматике	116

11.5. Определение емкостного тока замыкания на землю	124
12. Расчёт и анализ надёжности	126
13. Молниезащита и заземление	133
14. Безопасность и экологичность	143
14.1 Безопасность	143
14.2 Экологичность	149
14.3 Чрезвычайные ситуации	154
15. Диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, учёт электроэнергии	158
Заключение	172
Библиографический список	173

ВВЕДЕНИЕ

Россия и Китай становятся близкими партнерами как в сфере экономики, так и на внешнеполитической арене. Между государствами заключаются масштабные соглашения в части сотрудничества в сфере бизнеса. К таковым можно отнести газовый контракт о поставках в КНР голубого топлива посредством магистрали «Сила Сибири».

Газопровод «Сила Сибири» предполагается провести в КНР из Якутии. Крупнейшие города, через которые он пройдет — Благовещенск, Хабаровск, а также Владивосток. Проект «Сила Сибири» - в числе самых приоритетных для «Газпрома». Соответствующие работы будут производиться как с российской, так и с китайской стороны. Газопровод объединит системы распределения топлива в Иркутском и Якутском центрах добычи газа. Примечательно, что название проекта - «Сила Сибири» - РФ определила по итогам конкурса. Предполагается, что первый участок газопровода - от Якутии к Хабаровску, а затем до Владивостока - будет введен в эксплуатацию к концу 2017 года.

Можно отметить, что маршрут газотранспортной магистрали будет идти вдоль трассы нефтепровода, идущего из Восточной Сибири в сторону Тихоокеанского побережья. Это позволит значительно снизить затраты на строительство необходимой инфраструктуры проекта и энергоснабжение. Характеристики газопровода и схема Проект «Сила Сибири» предполагает строительство газотранспортной магистрали длиной порядка 4 тыс. км. Он будет использоваться для вывода природного газа, как мы отметили выше, сразу из двух центров добычи — Иркутского и Якутского, в сторону Хабаровска. Ожидается, что газопровод станет мощным стимулом хозяйственного развития не только Дальнего Востока, но также и азиатской части РФ в целом. Это будет возможно не только благодаря росту прямой выручки и появлению рабочих мест на газодобывающих и транспортных предприятиях, но также и в силу повышения уровня газификации населенных

пунктов и, как следствие, открывающихся возможностей для запуска новых производств.

Актуальность работы заключается в необходимости проектирования новой подстанции напряжением 220/10 кВ на территории Южной Якутии для реализации проекта строительство газопровода «Сила Сибири».

Целью работы является разработка подстанции КС-5 и подключение указанной подстанции к сети 220 кВ, что потребует реконструкции существующей электрической сети.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. разработать схему подстанции;
2. произвести расчёт токов короткого замыкания;
3. произвести выбор и проверку элементов сети электроснабжения;
4. произвести расчёт молниезащиты подстанции.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы подстанции для обеспечения требуемой мощности для электроснабжения компрессорной станции КС-5.

В работе проводится проектирование новой подстанции и выбор силового оборудования.

Ожидаемые результаты работы: произвести проектирование новой подстанции 220/10 кВ КС-5, разработать наиболее оптимальную с точки зрения надёжности и капитальных затрат схему подстанции. Разработанная схема подстанции должна будет обеспечивать безотказную работу в течение нормативного срока эксплуатации оборудования – 20 лет с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии.

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприемников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Площадка территории строительства ПС 220 кВ КС-5 расположена по адресу Республика Саха (Якутия), МО «Нерюнгринский район», земли лесного фонда Нерюнгринского лесничества, Золотинское участковое лесничество, эксплуатационные леса в квартале № 772.

В административном отношении участок изысканий находится в Нерюнгринском районе Республики Саха (Якутия). Район работ малообжитой, ближайший крупный населенный пункт и железнодорожная станция - п. Нагорный.

В соответствии с геоморфологическим районированием региона участок работ приурочен к южной окраине Алданского нагорья. Поверхность плато характеризуется однообразным среднегорным денудационно-тектоническим рельефом с абсолютными отметками 800-1100 м. Поверхности водоразделов широкие, овальные, с плоскими вершинами. Реки района работ принадлежат бассейну р. Лена. Долины рек трапецевидные или корытообразные, с развитыми поймами. Поймы рек и ручьёв слабозаболочены и заочкарены. Водоразделы покрыты лесом, преимущественно хвойных пород. На участках распространения многолетнемерзлых пород - лес угнетённый.

Потребители, которые будут осуществлять электроснабжение от ПС 220 кВ КС-5 относятся к первой категории надёжности.

Согласно инженерно-геологического районирования проектируемая площадка расположена в юго-восточной части Сибирской платформы и относится к Албанскому инженерно-геологическому региону второго порядка (Албанский щит). Территория изысканий входит в систему Южно-Якутских мезозойских депрессий, протягивающихся в субширотном направлении и контролируемых крупным Албанским разломом. Участок работ расположен в непосредственной близости от южного приразломного борта Чульманской

впадины в зоне сложно дислоцированных пород. Геологическое строение участка работ обусловлено блоковым строением фундамента. Долины рек в целом соответствуют основным направлениям разломов: северо-восточному и северо-западному.

На момент изысканий (август-сентябрь 2017 г.) в пределах выбранной для проектирования площадки грунтовые воды встречены в виде подпочвенных на глубинах 0,20,7м. Воды имеют сезонный характер и отличаются резко переменным режимом. В зимний период - перемерзают. Положение уровня грунтовых вод зависит от количества атмосферных осадков и времени года.

Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними (до минус 50-60°С) и высокими летними (до плюс 20-35°С) температурами воздуха. Разность температур самого холодного и самого теплого месяцев достигает мирового максимума и равна 45-65°С. Наибольшие величины этих разностей свойственны долинам и котловинам, а распределение их по территории позволяет сделать вывод о возрастании континентальности с запада на восток. Главными факторами, определяющими такое своеобразие климата, является характер общей циркуляции воздушных масс и физико-географические условия территории - ее удаленность и отгороженность горными системами от Атлантического и Тихого океанов, открытость со стороны Северного Ледовитого океана, большая протяженность как с севера на юг, так и с запада на восток, сложность орографии. Зима малоснежная. Лето короткое и теплое, а иногда и жаркое, однако ночи обычно прохладные и вероятны заморозки во все летние месяцы. Переходные сезоны года кратковременны и характеризуются большими суточными амплитудами температур.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу.

Таблица 1 – Климатическая характеристика района проектирования

Параметр	Значение	Нормативный документ
1	2	3
Климатический район	12 (холодный)	ГОСТ 16350-80, таблица 1, чертеж 1
Район строительства	1Д	СП 131.13330.2012 рисунок А1
Зона влажности	2-я (нормальная)	СП 50.13330.2012
Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	-40°С	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98	-47°С	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Абсолютная минимальная температура воздуха	-57°С	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха < 8 °С	270 сут. (-14,8°С)	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	75%	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Средняя скорость ветра, за период со средней суточной температурой воздуха <8°С	2,7 м/с	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Район по скоростному напору ветра (нормативное значение ветрового давления)	I (0,23 кПа)	СП 20.13330.2016 карта 2
Район по весу снегового покрова (нормативное значение веса снегового покрова)	III (1,5 кПа)	СП 20.13330.2016 карта 1
Район по толщине стенки гололеда (нормативное значение толщины стенки гололеда)	II (5 мм)	СП 20.13330.2016 карта 3
Район по скоростному напору ветра	II (0,5 кПа)	ПУЭ 7 издание
Район по толщине стенки гололеда	III (25 мм)	ПУЭ 7 издание

Район строительства имеет транспортную сеть, что обеспечивает бесперебойную поставку оборудования, строительных материалов и конструкций.

Основными магистралями внешнего транспорта в районе работ являются:

- автодорога федерального значения А-360(М56) «Лена» (Невер-Якутск);
- якутская железная дорога.

Конструкции, материалы и оборудование, поставляемые по железной дороге, могут разгружаться на грузовой железнодорожной станции «Алдан» Якутской железной дороги.

Профиль трассы. Проектом предусматривается сплошная вертикальная планировка площадки с выполнением планировочных работ по всей территории. Площадка отсыпается привозным непучинистым грунтом с обеспечением общего уклона площадки в пониженные места естественного рельефа.

Перемещение грунта насыпи предполагается выполнять бульдозером ДЗ-8 с шириной отвала 3,03 м.

Уплотнение грунта насыпи предполагается выполняется слоями с использованием катка ДУ-85 с шириной уплотнения 2 м.

Разработку грунта в котлованах и траншеях на площадке ПС предусматривается производить одноковшовым экскаватором «обратная лопата» ЕТ-18 с ковшом вместимостью 0,65 м³, а в труднодоступных местах - одноковшовым экскаватором «обратная лопата» ЭО-2621 с ковшом вместимостью 0,25 м³.

Добор до проектных отметок производить вручную.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Проектируемая подстанция 220/10 кВ КС-5 будет подключена к двухцепной ВЛ 220 Кв Нерюнгринская ГРЭС – Тында.

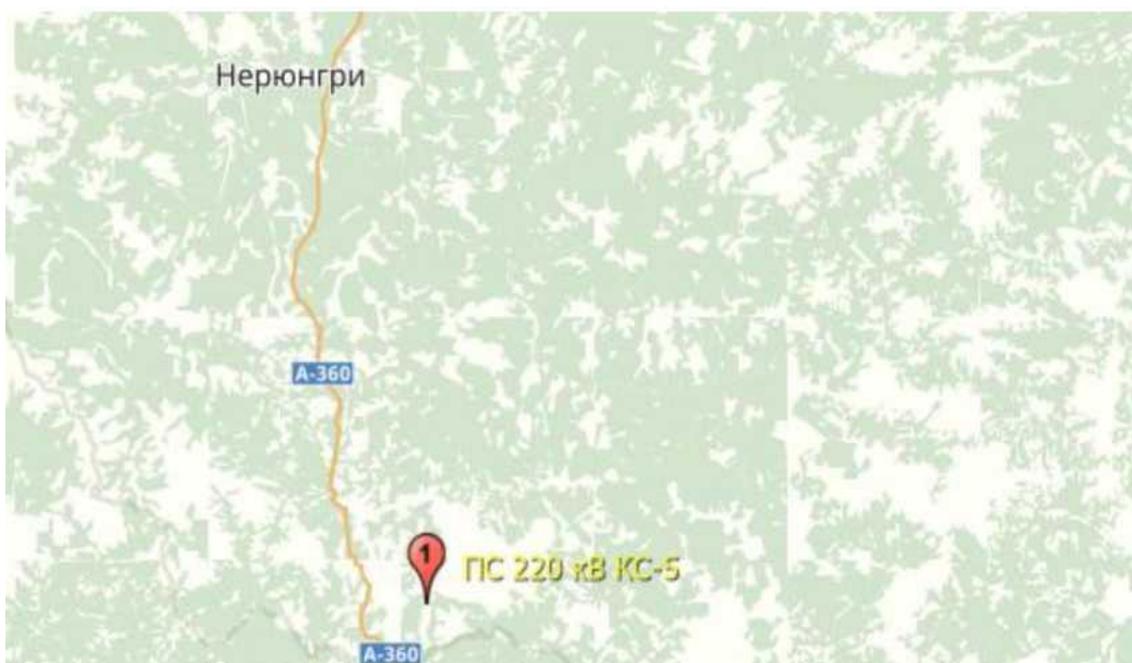


Рисунок 1 – Карта расположения проектируемой подстанции КС-5

Согласно кадастровой выписке, земельный участок под площадку размещения ПС 220 кВ КС-5 имеет кадастровый номер 14:19:206003:392, площадью 16000+/-221 м². Категория земельного участка - земли лесного фонда. Строительство объекта выполняется на площадке, не занятой застройкой, инженерными коммуникациями, линиями электропередач и связи

На Нерюнгринской ГРЭС уровни напряжения 220 и 110 кВ

Таблица 2 – Основные показатели Нерюнгринской ГРЭС

Трансформаторы	2 x 125 МВА
уровни напряжения	220/110/6 кВ

Подстанция Тында имеет следующие характеристики, показанные в таблице.

Таблица 3 – Основные показатели ПС Тынды

Трансформаторы	2 x 63 МВА 2 x 40 МВА
уровни напряжения	220/110/35/10кВ

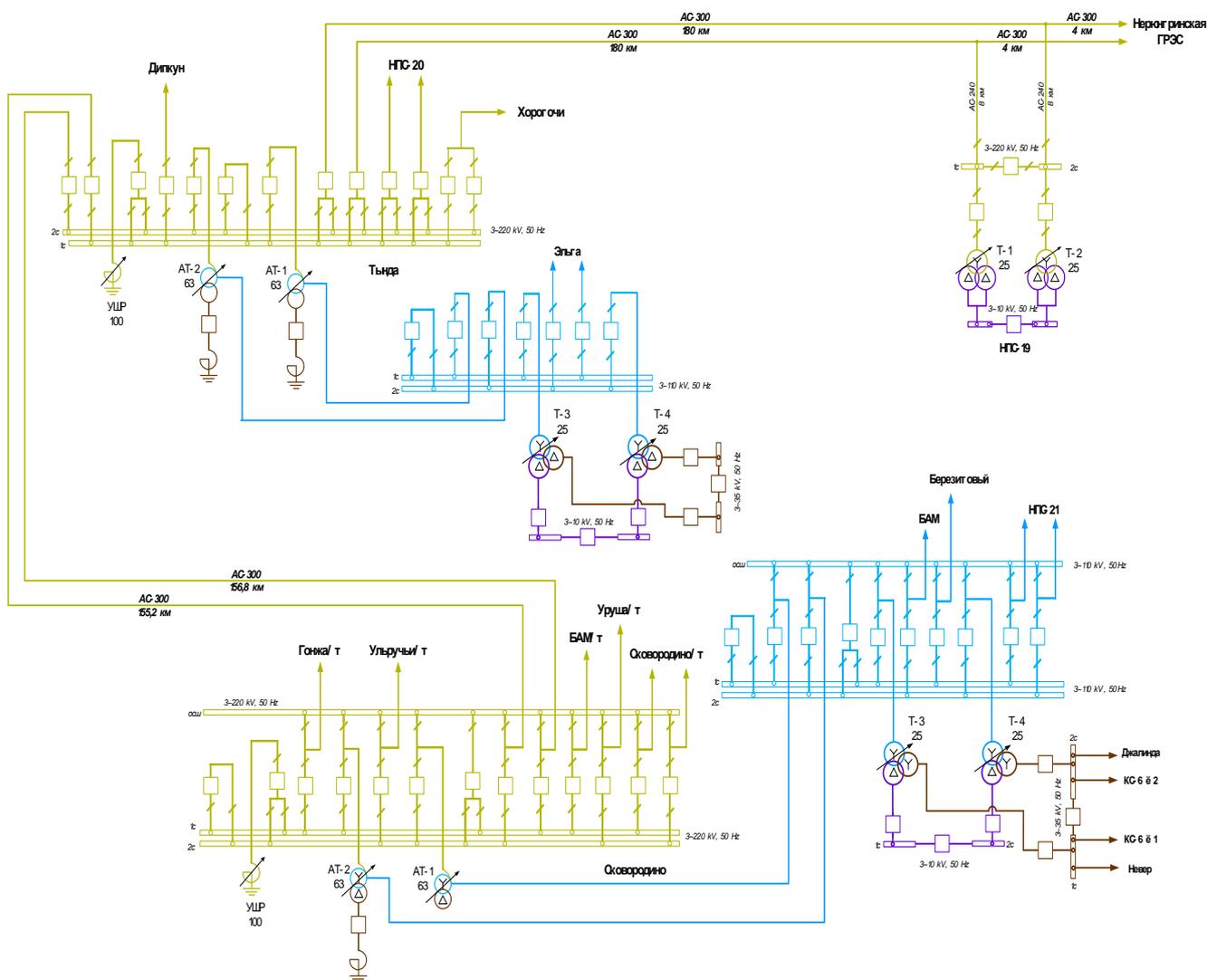


Рисунок 2 – Схема существующей сети 220 кВ

В существующей схеме опоры линий 220 кВ выполнены в стальном исполнении. Линии 220 и 110 кВ выполнены в двухцепном исполнении, что увеличивает надёжность электроснабжения потребителей при аварийном отключении одной из питающих линий 220 кВ или выводе её в ремонт. Для реализации проекта требуется строительство подстанции 220/10 кВ КС-5 с трансформаторной мощностью 2x10 МВА. Подстанция необходима для электроснабжения компрессорной станции КС-5 газопровода «Сила Сибири».

В работе будет рассматриваться только проектирование подстанции 220/10 кВ КС-5.

На рисунке ниже представлена схема электрической сети 220 кВ после проведения реконструкции и проектирования новой подстанций.

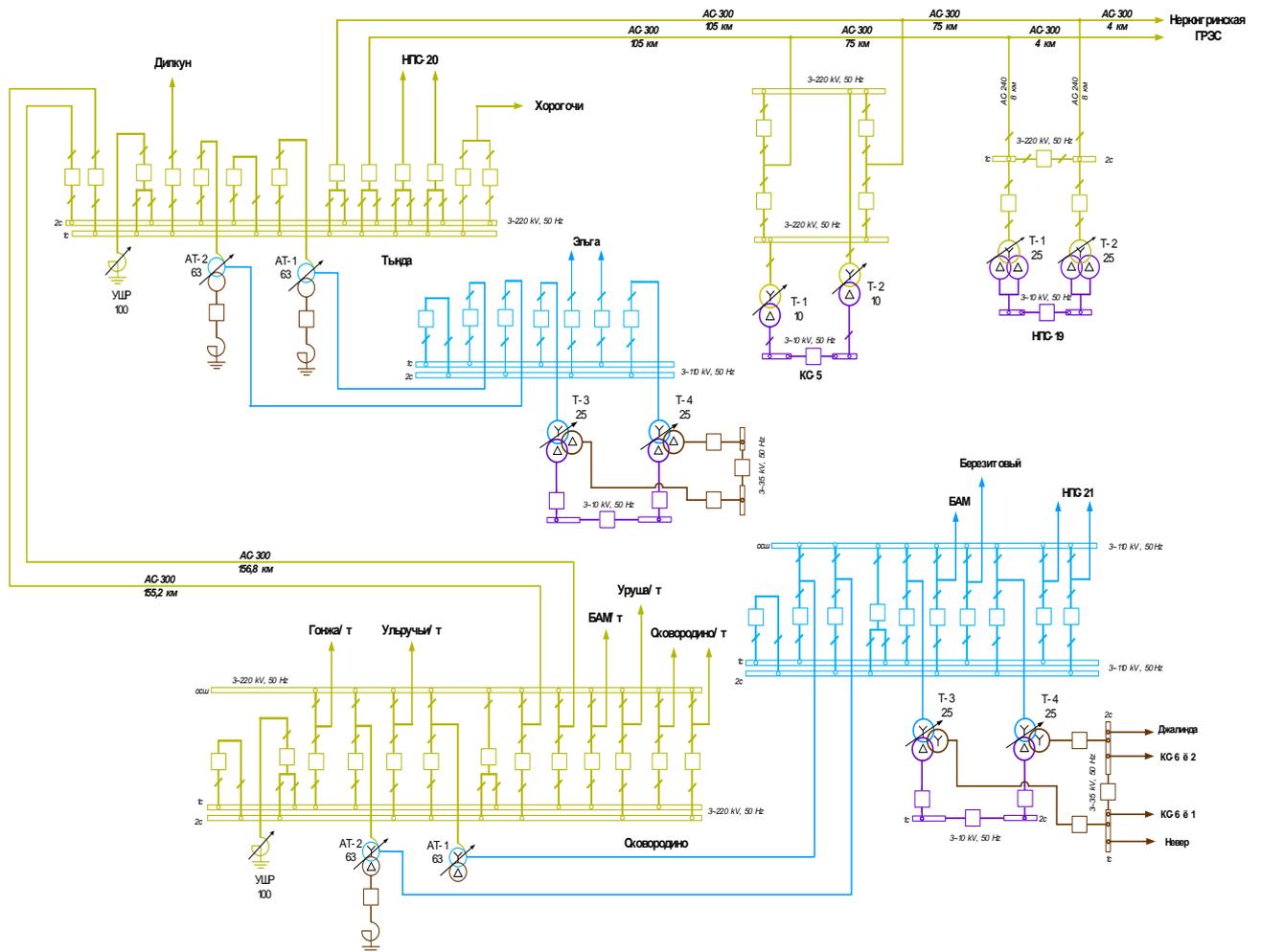


Рисунок 3 – Схема сети 220 кВ после подключения подстанции КС-5 отпайками от ВЛ

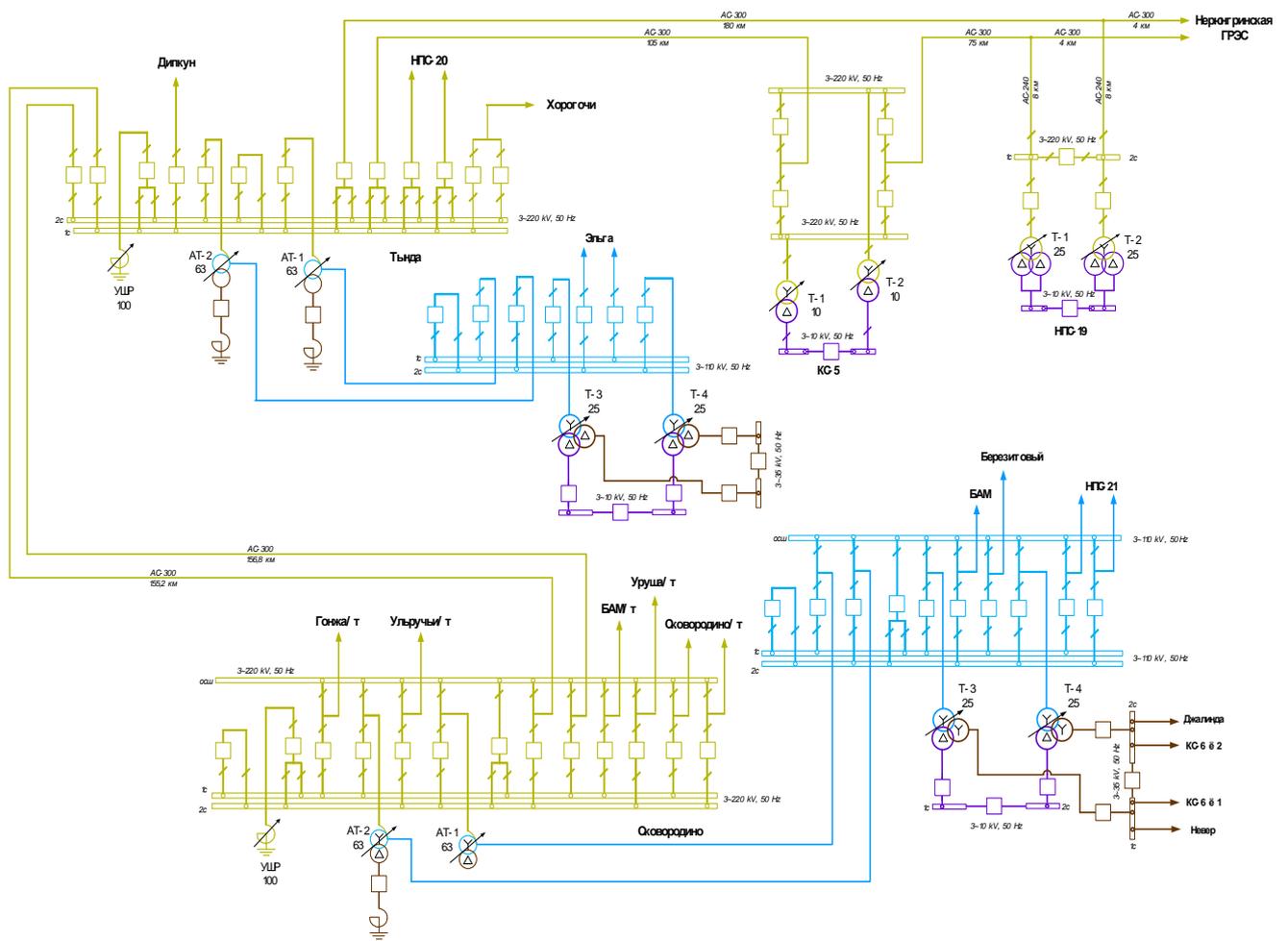


Рисунок 4 – Схема сети 220 кВ после подключения подстанции КС-5 в
 рассечку

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Расчёт нагрузок производится согласно полной проектной мощности предприятия компрессорной станции КС-5 газопровода «Сила Сибири».

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки используем метод коэффициента использования.

Таблица 4 – Электроприёмники КС-5

№ п/п	Потребитель	$P_{уст.} \text{ кВт}$
1	2	3
1	Комплекс электроприёмников цеха	1720
2	Системы магнитного подвеса роторов нагнетателей	310
3	Аварийное освещение цеха	23
4	Бытовой корпус	630
5	Котельная	1230
6	Вентиляторы воздушного охлаждения масла	5800
7	Аварийные насосы смазки ГПА	850
8	Уплотнительные масляные насосы	590
9	Установки электрохимической защиты коммуникаций КС	230
10	Конденсатная	130
11	Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	1410
12	КС с электроприводными ГПА	720
13	Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	150
14	Аварийная вентиляция	210
15	Компрессорный цех с газотурбинными и поршневыми ГПА и линейных КС и ПХГ	1100
16	Маслонасосы уплотнений	810
17	Склад смазочных	140
18	Циркуляционные насосы АВО масла	290
19	Экологическая лаборатория	110
20	Экспрессанализ	31
21	Экипировочная	22

1	2	3
22	АВО газа компрессорных станций	1250
23	Административный корпус	450

Расчёт произведём с помощью коэффициента использования, который определяется по таблицам для соответствующего типа электроприёмника и цеха.

По заданной установленной мощности P_i и по коэффициентам использования K_{ui} и мощности $\cos \varphi_i$ для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные P_{pi} и реактивные Q_{pi} мощности нагрузок:

$$P_{pi} = P_i \cdot K_{ui}, \quad (1)$$

Реактивную расчётную мощность определим по формуле:

$$Q_{pi} = P_i \cdot K_{ui} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2)$$

где P_i – суммарная установленная мощность всех приемников низкого напряжения, принимаемая по исходным данным для каждого цеха;

K_{ui} – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;

$\operatorname{tg} \varphi$ – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности $\cos \varphi$.

Пример расчёта приведём для дозирочных бункеров.

$$P_{pi} = 0,65 \cdot 1720 = 1118 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pi} = 1118 \cdot 0,9 = 1006,2 \text{ (квар)}$$

Для остальных цехов и корпусов КС-5 расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице.

Таблица 5 – Расчёт низковольтной нагрузки КС-5

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	K_u	$\cos \varphi$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
1	2	3	4	5	6
Комплекс электроприёмников цеха	1720	0,8	0,74	1118	1006,20
Системы магнитного подвеса роторов нагнетателей	310	0,85	0,75	223,2	196,42
Аварийное освещение цеха	23	0,8	0,65	14,95	17,34
Бытовой корпус	630	0,6	0,75	384,3	338,18
Котельная	1230	0,8	0,85	824,1	510,94
Вентиляторы воздушного охлаждения масла	5800	0,85	0,85	3538	2193,56
Аварийные насосы смазки ГПА	850	0,85	0,67	518,5	570,35
Уплотнительные масляные насосы	590	0,8	0,82	448,4	309,40
Установки электрохимической защиты коммуникаций КС	230	0,45	0,65	149,5	173,42
Конденсатная	130	0,45	0,65	87,1	101,04
Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	1410	0,8	0,74	916,5	824,85
КС с электроприводными ГПА	720	0,45	0,6	489,6	651,17
Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	150	0,45	0,78	102	81,60
Аварийная вентиляция	210	0,3	0,65	140,7	163,21
Компрессорный цех с газотурбинными и поршневыми ГПА и линейных КС и ПХГ	1100	0,6	0,75	825	511,50
Маслонасосы уплотнений	810	0,85	0,8	558,9	419,18
Склад смазочных	140	0,3	0,78	93,8	75,04
Циркуляционные насосы АВО масла	290	0,45	0,8	185,6	139,20

1	2	3	4	5	6
Экологическая лаборатория	110	0,3	0,7	71,5	72,93
Экспрессанализ	31	0,3	0,73	19,53	18,36
Экипировочная	22	0,3	0,75	14,3	12,58
АВО газа компрессорных станций	1250	0,8	0,71	812,5	804,38
Административный корпус	450	0,6	0,75	292,5	257,40
Итого				13115,69	7541,68

3.2 Расчёт осветительной нагрузки

На промышленном предприятии в качестве электрических источников света используются люминесцентные лампы и лампы накаливания.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется по удельной нагрузке и коэффициенту спроса осветительной нагрузки:

$$P_{расч.Л.} = K_c \cdot P_{уд.Л.} \cdot F_{ц}, \quad (3)$$

где $P_{уд.Л.}$ - удельная нагрузка осветительных приёмников (ламп);

$F_{ц}$ - площадь пола цеха, определяемая по генплану.

Лампы накаливания на предприятиях в основном используются в качестве аварийного освещения, которое служит для временного продолжения работы или для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Для ламп накаливания $tg\varphi_{лн} = 0$. Разрядные лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения), обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{расч.Л} = 0,75 \cdot P_{расч.Л} \cdot tg\varphi_{рл}, \quad (4)$$

где $tg\varphi_{рл} = 0,33$.

Пример расчёта приведем для машинного зала, для остальных цехов результаты представлены в таблице.

Площадь пола дозирочных бункеров определим по генплану:

$$F_{ц} = 2160 + 1728 - 288 = 3600 \text{ (м}^2\text{)}$$

$$P_{расч.л.} = K_c \cdot P_{уд.л.} \cdot F_{ц} \quad (5)$$

$$P_{расч.л.} = 1 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 17920 = 125,4 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{расч.л.} = 0,75 \cdot P_{расч.л.} \cdot \text{tg}\phi_{pl} \quad (6)$$

$$Q_{расч.л.} = 0,75 \cdot 125,4 \cdot 0,33 = 31 \text{ (квар)}$$

Активную расчётную нагрузку осветительных приёмников территории металлургического комбината определим аналогично по удельной нагрузке и коэффициенту спроса:

$$P_{расч.л.мет.комб.} = K_c \cdot P_{уд.л.мет.комб.} \cdot (F_{комб.} - \sum F_{ц}) \quad (7)$$

где $F_{комб.}$ – площадь всего металлургического комбината;

$\sum F_{ц}$ – суммарная площадь всех цехов комбината.

$$P_{расч.л.фабрики} = 1 \cdot 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot (169776) = 25,47 \text{ (кВт)}$$

$Q_{расч.л.фабр} = 0$, так как для уличного освещения будем использовать разрядные лампы.

Всё уличное освещение запитываем от 9-го цеха, тогда активная мощность третьего цеха увеличится и будет равна:

$$P_{расч.НН.9+осв} = P_{расч.НН.9} + P_{расч.л.терр.инст} \text{ (кВт)} \quad (8)$$

$$P_{расч.НН.9+осв} = 448,4 + 25,47 = 473,87 \text{ (кВт)}$$

В дальнейших расчетах для 9-го корпуса будем использовать пересчитанное значение активной мощности $P_{расч.НН.9+осв.}$.

Результаты расчёта осветительной нагрузки для каждого цеха (здания) предприятия компрессорная станция КС-5 показаны в таблице.

Таблица 6 – Результаты расчёта осветительной нагрузки

Потребитель	$F_{ц},$ $м^2$	$P_{уд.Л.}$ $Вт/м^2$	K_c	$P_{расч.Л}$ $кВт$	$Q_{расч.Л}$ $квар$
1	2	3	4	5	6
Комплекс электроприёмников цеха	3600	18,00	1	64,80	16,04
Системы магнитного подвеса роторов нагнетателей	3024	20,00	1	60,48	14,97
Аварийное освещение цеха	288	23,00	1	6,62	1,64
Бытовой корпус	1584	20,00	1	31,68	7,84
Котельная	6768	16,00	1	108,29	26,80
Вентиляторы воздушного охлаждения масла	12528	17,00	1	212,98	52,71
Аварийные насосы смазки ГПА	14112	22,00	1	310,46	76,84
Уплотнительные масляные насосы	1152	23,00	1	26,50	6,56
Установки электрохимической защиты коммуникаций КС	1728	18,00	1	31,10	7,70
Конденсатная	864	20,00	1	17,28	4,28
Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	2736	23,00	1	62,93	15,57
КС с электроприводными ГПА	2448	24,00	1	58,75	14,54
Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	2160	24,00	1	51,84	12,83
Аварийная вентиляция	1584	18,00	1	28,51	7,06
Компрессорный цех с газотурбинными и поршневыми ГПА и линейных КС и ПХГ	2016	20,00	1	40,32	9,98
Маслонасосы уплотнений	3168	20,00	1	63,36	15,68

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
Склад смазочных	288	18,00	1	5,18	1,28
Циркуляционные насосы АВО масла	2016	19,00	1	38,30	9,48
Экологическая лаборатория	288	24,00	1	6,91	1,71
Экспрессанализ	288	24,00	1	6,91	1,71
Экипировочная	144	17,00	1	2,45	0,61
АВО газа компрессорных станций	4032	18,00	1	72,58	17,96
Административный корпус	2160	23,00	1	49,68	12,30
Итого				1860,31	454,12

3.3 Расчёт электрической нагрузки предприятия

Расчетные полную активную и реактивную мощности завода $S_{расч.3}$, $P_{расч.3}$, $Q_{расч.3}$, отнесенные к шинам низкого напряжения ПС, находят по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше так и осветительным) с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки $K_{О.м}$.

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 13115,69 \text{ (кВт)}, \quad (9)$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 7541,68 \text{ (квар)}, \quad (10)$$

– осветительные приемники:

$$\Sigma P_{расч.Л.} = 1860,31 \text{ (кВт)}, \quad (11)$$

$$\Sigma Q_{расч.Л.} = 454,12 \text{ (квар)} \quad (12)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах приближённо принимаются равными соответственно 2 и 10 % полной трансформируемой мощности $S_{расч.ΣH}$:

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} ; \quad (13)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣH} ; \quad (14)$$

$$S_{расч.ΣH} = \sqrt{(P_{расч.ΣH})^2 + (Q_{расч.ΣH})^2} \quad (15)$$

$$P_{расч.ΣH} = \sum P_{расч.ΣH} + \sum P_{расч.Л.} \quad (16)$$

$$P_{расч.ΣH} = 13115,69 + 1860,31 = 14976 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{расч.ΣH} = \sum Q_{расч.ΣH} + \sum Q_{расч.Л.} \quad (17)$$

$$Q_{расч.ΣH} = 7541,68 + 454,12 = 7995,8 \text{ (квар)}$$

$$S_{расч.ΣH} = \sqrt{(14976)^2 + (7995,8)^2} = 16783,9 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} \quad (18)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot 16783,9 = 320,68 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣH} \quad (19)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot 16783,9 = 1678,39 \text{ (квар)}$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых сетях приближённо принимаются равными соответственно 1,5 и 2 % от полной трансформируемой мощности $S_{расч.ΣH}$:

$$\Delta P_{Л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣH} ; \quad (20)$$

$$\Delta Q_{Л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} \quad (21)$$

$$\Delta P_{Л.} = 0,015 \cdot 16783,9 = 251,74 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{Л.} = 0,02 \cdot 16783,9 = 320,68 \text{ (квар)}$$

Полная, активная и реактивная мощность компрессорной станции КС-5 определяется по следующим формулам:

$$P_{расч.3} = (\sum P_{расч.НН} + \sum P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (22)$$

где $K_{О.м.}$ – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки для шин ПС, равный $K_{О.м.} = 0,9$

$$P_{расч.3} = (13115,69 + 9024) \cdot 0,9 + 1860,31 + 251,74 = 21378,67 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{расч.3} = (\sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.ВН} - \sum Q_{СД}) + \sum Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (23)$$

$$Q_{расч.3} = (7541,68 - 4395,8) + 454,12 + 1678,39 = 6563,2 \text{ (квар)}$$

$$S_{расч.3} = \sqrt{(P_{расч.3})^2 + (Q_{расч.3})^2} \quad (24)$$

$$S_{расч.3} = \sqrt{(11378,67)^2 + (6563,2)^2} = 15481,8 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}$$

Значение реактивной мощности $Q_{сист}$, поступающей от питающей энергосистемы к шинам низшего напряжения ПС, определяют по формуле:

$$Q_{сист} = P_{расч.3} \cdot \operatorname{tg} \phi \quad (25)$$

$$Q_{сист} = 11378,67 \cdot 0,4 = 4551,47 \text{ (квар)}$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.Т.3} = \sqrt{(P_{расч.3})^2 + (Q_{сист.})^2} \quad (26)$$

$$S_{расч.Т.3} = \sqrt{(11378,67)^2 + (4551,47)^2} = 13795,86 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}$$

В системе электроснабжения компрессорной станции КС-5 должна компенсироваться реактивная мощность.

3.4 Компенсация реактивной мощности

Вопрос о компенсации реактивной мощности является одним из основных вопросов, решаемых как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации, систем промышленного электроснабжения, включающий выбор целесообразных источников, расчёт и регулирование их мощности, размещение источников в системе электроснабжения.

Изменения, происходящие в промышленном электроснабжении за последние годы придают этому вопросу особую значимость. В настоящее время прирост потребления реактивной мощности существенно превосходит прирост потребления активной мощности. При этом передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения. Приходится увеличивать сечение проводов и кабелей, повышать мощность силовых трансформаторов, ну и конечно всё это сопровождается потерями активной и реактивной мощностей.

На промышленном предприятии уменьшение потребляемой реактивной мощности может быть достигнуто естественным путём, например улучшением режима работы приёмников, применением двигателей более совершенных конструкций, устранением их недогрузки, а также за счёт установки специальных компенсирующих устройств. Одним из типов компенсирующих устройств являются конденсаторные батареи. Конденсаторы - специальные ёмкости предназначенные для выработки реактивной мощности. По своему действию они эквивалентны перевозбуждённому синхронному компенсатору и могут работать лишь как генераторы реактивной мощности.

Компенсация расчетной мощности: компенсация производится согласно Приказа Министерства энергетики Российской Федерации РФ №380 от 23.06.2015 «О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

Таблица 5 – Максимальные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети

Уровень напряжения в точке поставки потребителя электрической энергии	Максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети
110 кВ (154 кВ)	0,5
35 кВ (60 кВ)	0,4
1-20 кВ	0,4
ниже 1 кВ	0,35

Асинхронные двигатели у потребителя отсутствуют.

Реактивная мощность, подлежащая компенсации:

$$Q_{KU\text{требуемая}} = Q_{\text{расч.з}} - Q_{\text{сист.}} \quad (27)$$

$$Q_{KU\text{требуемая}} = 6563,2 - 4551,47 = 2011,73 \text{ (квар)}$$

Произведем выбор компенсирующих устройств на шинах ПС.

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{2011,73}{2} = 1005,87 \text{ (квар)}$$

Подбираем количество БК примерно близкое к данному значению:

$$Q_{KV.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (28)$$

где n – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

S – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S \text{ Мвар.} \quad (29)$$

$$Q_{KV}^{\Phi} = 2 \cdot 0,45 = 0,9 \text{ Мвар.}$$

Устанавливаем компенсирующие устройства УКЛ(II)-10-450У3х4 шт на каждую секцию шин.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (30)$$

$$Q_{HECK.3} = 2,01 - 2 \cdot 0,9 = 0,2 \text{ Мвар}$$

4 ВЫБОР УРОВНЕЙ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Произведём проверку существующего напряжения подстанции с рассчитанным экономически целесообразным направлением для подстанции.

Номинальное напряжение – это такое напряжение, при котором электроустановки работают в нормальном и экономичном режимах. Номинальное напряжение сети совпадает с номинальным напряжением электроприёмников.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов. Ориентировочно его можно определить по значениям передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается.

Для определения сечения питающих линий, необходимо рассчитать номинальное напряжение электрической сети. Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на её технико-экономические показатели и технические характеристики. Экономически целесообразное напряжение зависит от многих факторов. Сейчас высшее напряжение диктуется энергосистемой, а распределительное (среднее) и другие – изготавливаемым оборудованием. Как проверочный расчёт может быть выполнен расчёт экономически целесообразного напряжения для передачи электроэнергии по выражению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S_{1\text{ц}}}}}, \quad (31)$$

где L – длина линии, км;

$S_{1\text{ц}}$ – передаваемая мощность одной цепи, МВА.

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{105} + \frac{2500}{13,795}}} = 154,62 \text{ кВ}$$

Подстанцию КС-5 экономически целесообразно проектировать на уровне напряжения 220 кВ, поскольку рядом проходит ВЛ 220 кВ.

Напряжение 10 кВ является наиболее экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ. Напряжение 6 кВ допускается только в тех случаях, если преобладает нагрузка с напряжением 6 кВ. Поскольку от подстанции нет электроприёмников 6 кВ, выбираем на ПС напряжение 10 кВ.

Выбираем подстанцию открытого типа (ОРУ) при реконструкции, поскольку в настоящий момент подстанция выполнена открытого типа, а изменение типа исполнения значительно увеличит стоимость реконструкции.

Под конструктивным выполнением РУ понимают размещение аппаратов и токопроводов в определенном порядке в соответствии с главной схемой электрических соединений и с учетом действующих ПУЭ, ПТБ и ПТЭ.

РУ состоит из ряда однотипных элементов, ячеек, каждая из которых подключена к узлам схемы, участкам сборных и уравнивающих шин, линиям, трансформаторам и т.п. В общем случае каждая ячейка содержит коммутационный аппарат (силовой выключатель, выключатель нагрузки, отделитель, разъединитель), токоведущие части и измерительные трансформаторы тока и напряжения. Зачастую на начальном этапе проектировании РУ достаточно рассмотреть только одну ячейку, транслируя разработанное решение на остальные ячейки РУ. Каждая ячейка имеет силовой выключатель, разъединители, необходимые для выполнения ремонта и обслуживания оборудования, токоведущие части и измерительные трансформаторы.

При проектировании РУ (ЗРУ или ОРУ) основное внимание должно быть уделено требованиям, обеспечивающим надежность работы установки, безопасность и удобство эксплуатации, возможность расширения объекта без дополнительного отключения работающей части, индустриальности сооружения и пр.

Разработка вариантов компоновки РУ требует решения следующих вопросов: обеспечение допустимых расстояний между токоведущими частями, а также между токоведущими и заземленными частями, при проектировании заграждений, коридоров обслуживания и проездов; выполнение грозозащиты и заземлений, маслоотводящих и маслосборных устройств, площадок обслуживания и т.п.

В ОРУ предусматривают проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий; габарит проезда должен быть не менее 4 м по ширине и высоте.

Гибкие шины монтируют из многопроволочных проводов. Соединения гибких шин выполняют в петлях у опор сваркой, а ответвления в пролете — способом, не требующим разрезания шин.

Шины ОРУ подвешивают на одинарных гирляндах изоляторов. Сдвоенные гирлянды применяют лишь в случаях, когда одинарная гирлянда не удовлетворяет условиям механической прочности. Применение разделительных (врезных) гирлянд не допускается закрепления гибких шин и тросов в натяжных и подвесных зажимах в отношении прочности должны соответствовать требованиям, приведенным в ПУЭ. При определении нагрузок на гибкие шины учитывают вес гирлянд изоляторов и спусков к аппаратам и трансформаторам, а при расчете нагрузок на конструкции дополнительно вес человека с инструментом и монтажными приспособлениями.

Коэффициент запаса механической прочности для подвесных изоляторов при нагрузках должен быть не менее 3 по отношению к испытательной нагрузке. Расчетные механические усилия, передающиеся при коротком замыкании жесткими шинами на опорные изоляторы, принимают в соответствии с требованиями ПУЭ. Коэффициент запаса механической прочности в сцепной арматуре для гибких шин при нагрузках должен быть не менее 3 по отношению к разрушающей нагрузке.

Для крепления и изоляции проводов и грозозащитных тросов в открытых распределительных устройствах (ОРУ) применяют подвесные изоляторы, которые состоят из изолирующего тела (стеклянного ПС или фарфорового ПФ), шапки из ковкого чугуна, стального стержня. С помощью цементной связки шапка и стержень армированы в изолирующем теле.

5 ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции [3].

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов.

Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однострансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет [7].

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot \text{Чк}_{\text{зопт}}} \quad (32)$$

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

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

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

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

$\text{к}_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

$$S_{\text{трасч}} = \frac{13795,86}{2 \cdot 0,7} = 9,85$$

К установке принимаются два трансформатора мощностью 10 МВА - ТДН-10000/220. Произведём проверку выбранных трансформаторов.

$$k_3 = \frac{13795,86}{240000} = 0,689$$

$$k_{3/\text{па}} = \frac{13795,86}{10000} = 1,379$$

В нормальном и послеаварийном режиме коэффициенты загрузки соответствуют оптимальным. Следовательно, трансформаторы выбраны верно.

6 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ И КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ЛЭП

6.1 Конструктивное исполнение проектируемых ВЛ

Выбор типов опор

В качестве грозозащитного троса применяем стальной трос марки ТК-11.

При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 220 кВ не реже 1 раз в 10 лет [28].

Исходя из расчетного сечения провода АС-300/39 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем тип промежуточных опор «стальная промежуточная одноцепная свободностоящая опора ВЛ 220 кВ (П220-3+5)» и тип анкерных опор «стальная анкерная угловая одноцепная свободностоящая опора ВЛ 220 кВ с подставкой высотой 9 м (У220-1+5). [28]

Для выбранного типа опор принимается [28]:

- длина габаритного пролета $l_{\text{габ}}=395$ м;
- длина весового пролета $l_{\text{вес}}=430$ м;
- длина ветрового пролета $l_{\text{вет}}=465$ м.

Выбор типов изоляторов и арматуры

Выбор типа изоляторов, поддерживающих гирлянду в нормальном режиме, производится по коэффициенту запаса n_1 , при наибольшей нагрузке и n_2 при отсутствии ветра и гололеда.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{\text{вес}} + G_2} \geq 2,7, \quad (33)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{вес}} + G_2} \geq 5, \quad (34)$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, $P=12500$ кг;

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре;

$l_{вес}$ – весовой пролет, м;

G_r – вес гирлянды, $G_r=6,1$ кг.

При расчетах пользуются формулами:

$$P \geq 2,7 \cdot \left(p_7 \cdot l_{вес} + G_z \right) \quad (35)$$

$$P \geq 5 \cdot \left(p_1 \cdot l_{вес} + G_z \right) \quad (36)$$

$$P_1 = 2,7 \cdot (182,85 + 4,5) = 505,84 \text{ кг}$$

$$P_2 = 5 \cdot (33,25 + 4,5) = 188,72 \text{ кг}$$

Выбираем линейные подвесные полимерные изоляторы:

ЛК 120/220-III, арматуру с гарантированной прочностью 12500 кг, поддерживающий зажим - глухой. [28]

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд производят по формулам:

$$P \geq 2,7 \cdot \sqrt{\left(\sigma_{\gamma \max} \cdot F \right)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{вес}}{2} + G_z \right)^2}, \quad (37)$$

$$P \geq 5 \cdot \sqrt{\left(\sigma_{\vartheta} \cdot F \right)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{вес}}{2} + G_z \right)^2} \quad (38)$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, $P=12500$ кг;

$$P_1 = 2,7 \cdot \sqrt{\left(13,5 \cdot 181 \right)^2 + \left(\frac{0,406 \cdot 450}{2} + 4,5 \right)^2} = 6602,53 \text{ кг}$$

$$P_2 = 5 \cdot \sqrt{(9 \cdot 181)^2 + \left(\frac{0,074 \cdot 450}{2} + 6,1 \right) 4,5^2} = 8145,68 \text{ кг}$$

Выбираем полимерные изоляторы: ЛК 120/220-III. Поддерживающие зажимы принимаются глухие. Натяжные зажимы выбирают в зависимости от марки провода: болтовые для проводов сечением до 300 мм², прессуемые для проводов сечением 300 мм² и более.

6.2 Выбор сечений питающих линий

Произведем выбор сечений воздушных линий для приведенных вариантов.

Для первого варианта сети.

Выбор сечения проводников ВЛ 220 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = a_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \alpha_n} \quad (39)$$

где a_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 110 кВ принимается $a_i = 1,3$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение α_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 4100ч, $\alpha_T = 1,1$

$$I_p = 1,3 \cdot 1,1 \cdot \frac{13,79586}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,0517 \text{ кА}$$

Выбираем провод питающей линии АС-240. Этим проводом будет выполнена отпайка от ВЛ 220 кВ Тында-Нерюнгринская ГРЭС до ПС 220 кВ КС-5.

7 ВЫБОР СХЕМЫ КОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

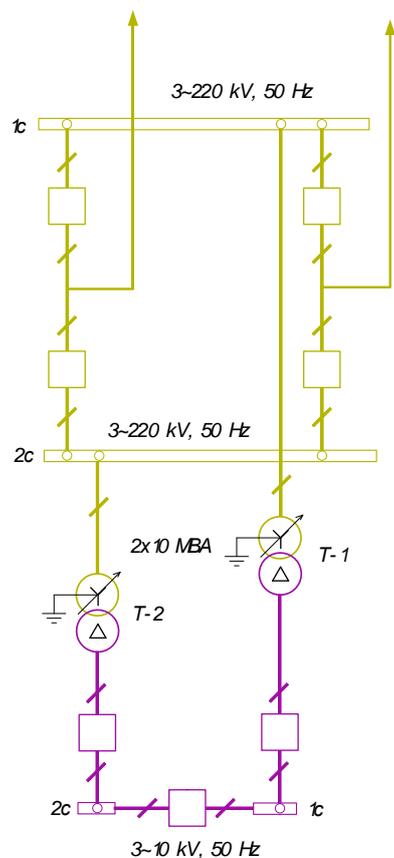


Рисунок 5 – Схема подстанции 220/10кВ КС-5

От подстанции предусматривается выход следующих линий 220 кВ – 2
ВЛ: на ПС Тында и на Нерюнгринскую ГРЭС;

Учитывая количество присоединений, принимаются следующие схемы
распределительных устройств на подстанции 220/10кВ КС-5:

220 кВ – четырехугольник;

10 кВ – одна, секционированная выключателем система шин;

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

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

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

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие [6]:

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

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

Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации.

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: $S_б$ – базовой мощностью, МВ·А; $U_б$ – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_б = 1000$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_б = U_{ср}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание [7].

Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров.

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции 220/10кВ «КС-5» для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки и система – сопротивлениями и ЭДС.

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$S_{баз} = 100 \text{ МВА},$$

$$U_{баз1} = 230 \text{ кВ}; U_{баз2} = 11 \text{ кВ. кВ.}$$

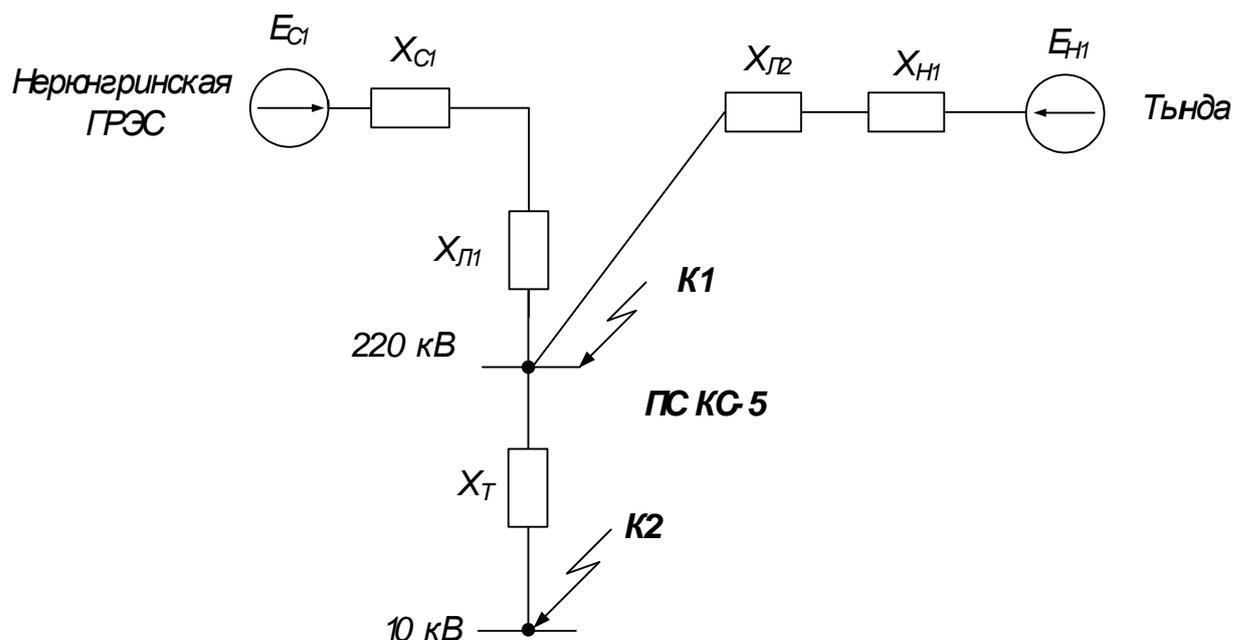


Рисунок 6 - Расчетная схема замещения для рассматриваемого участка электрической сети

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}, \quad (40)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА},$$

Определяем сопротивления элементов сети.

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}} \cdot I_C}, \quad (41)$$

где I_C - трехфазный ток короткого замыкания на шинах питающей ПС.

Для шин 220 кВ ПС «Тында» $I_C = 13,47$ кА, для шин 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС $I_C = 5,71$ кА

$$X_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}} \cdot I_C}, \quad (42)$$

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,47} = 0,019 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивления нагрузок по формуле:

$$X_H = X_{H*} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_n}, \quad (43)$$

где $X_{H*} = 0,35$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах;
 S_n – мощность нагрузки.

Сопротивления линий считаем по формуле, приведенной ниже:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}} \text{ о.е.}, \quad (44)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии;
 l – длина воздушной линии.

Для определения сопротивления трансформатора ТДН-10000/220/10 кВ подстанции «КС-5» необходимо знать фазные напряжения короткого замыкания, приведенные в таблице ниже.

Таблица 7 – Фазные напряжения короткого замыкания трансформаторов

$U_{K_B, \%}$	12,4
$U_{K_H, \%}$	23,3

Сопротивление обмоток трансформатора определяется по следующей формуле:

$$X_T = \frac{U_{K, \%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном}T}}, \quad (45)$$

где $S_{\text{ном}T}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$X_{T_B} = \frac{12,4}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,197 \text{ о.е.},$$

$$X_{T_H} = \frac{23,3}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,37 \text{ о.е.}$$

Результаты расчета сведем в таблицы.

Таблица 8 - Сопротивления систем и нагрузок

Сопротивления систем, о.е.			Сопротивления нагрузок, о.е.					
X_{C1}	X_{C2}	X_{C3}	X_{H1}	X_{H2}	X_{H3}	X_{H4}	X_{H5}	X_{H6}
0,019	0,088	0,042	3,125	7	2,778	2,188	1,75	2,147

Таблица 9 - Сопротивления линий

Сопротивления линий					
$X_{Л1}$	$X_{Л2}$	$X_{Л3}$	$X_{Л4}$	$X_{Л5}$	$X_{Л6}$
0,0041	0,05	0,713	0,0063	0,062	0,00086
$X_{Л7}$	$X_{Л8}$	$X_{Л9}$	$X_{Л10}$	$X_{Л11}$	
0,07	0,129	0,098	0,075	0,029	

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (46)$$

где $E_{ЭКВ}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$ – эквивалентное сопротивление.

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

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (47)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (48)$$

где K_y - ударный коэффициент;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

В качестве примера рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения подстанции 220/10кВ «КС-5».

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания на высокой стороне подстанции - К1.

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1}, \quad (49)$$

$$X_2 = X_{H1} + X_{Л2}, \quad (50)$$

$$X_3 = X_{H2} + X_{Л3}, \quad (51)$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3}, \quad (52)$$

$$X_5 = X_4 + X_{Л.Н}, \quad (53)$$

$$X_6 = X_{H5} + X_{Л10}, \quad (54)$$

$$X_7 = X_{H6} + X_{Л11}, \quad (55)$$

$$X_8 = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7}, \quad (56)$$

$$X_9 = X_8 + X_{Л9}, \quad (57)$$

$$X_{10} = X_{H4} + X_{Л8}, \quad (58)$$

$$X_{11} = \frac{X_{10} \cdot X_9}{X_{10} + X_9}, \quad (59)$$

$$X_{12} = X_{11} + X_{J7} + \frac{X_{11} \cdot X_{J7}}{X_{C2}}, \quad (60)$$

$$X_{13} = X_{C2} + X_{J7} + \frac{X_{C2} \cdot X_{J7}}{X_{11}}, \quad (61)$$

$$X_{14} = X_{H3} + X_{J6}, \quad (62)$$

$$X_{15} = \frac{X_{14} \cdot X_{12}}{X_{14} + X_{12}}, \quad (63)$$

$$X_{16} = X_{15} + X_{J5} + \frac{X_{15} \cdot X_{J5}}{X_{13}}, \quad (64)$$

$$X_{17} = X_{13} + X_{J5} + \frac{X_{13} \cdot X_{J5}}{X_{15}}, \quad (65)$$

$$X_{18} = X_{C3} + X_{J4}, \quad (66)$$

$$X_{19} = \frac{X_{17} \cdot X_{18}}{X_{17} + X_{18}}, \quad (67)$$

$$X_{20} = \frac{X_5 \cdot X_{16}}{X_5 + X_{16}}, \quad (68)$$

$$X_{21} = X_{19} + X_{AT.B} + \frac{X_{19} \cdot X_{AT.B}}{X_{20}}, \quad (69)$$

$$X_{22} = X_{20} + X_{AT.B} + \frac{X_{20} \cdot X_{AT.B}}{X_{19}}, \quad (70)$$

$$X_{23} = \frac{X_{21} \cdot X_1}{X_{21} + X_1}, \quad (71)$$

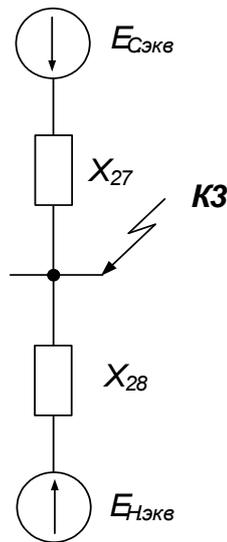


Рисунок 7 – Преобразованная схема замещения

Расчёт периодической составляющей тока в начальный момент времени производится по формуле:

$$I_{ПО} = \frac{E}{X} \cdot I_B, \quad (72)$$

где E – ЭДС соответствующей ветви в о.е.: для системы $E = 1$ о.е., для нагрузки $E = 0,85$ о.е.;

X – эквивалентное сопротивление ветви.

$$I_{ПО1} = \frac{E_C}{X_{33}} \cdot I_{B1}, \quad (73)$$

$$I_{ПО1} = \frac{1}{0,021} \cdot 0,251 = 12,083 \text{ кА}$$

$$I_{ПО2} = \frac{E_H}{X_{31}} \cdot I_{B1},$$

$$I_{ПО2} = \frac{0,85}{5,404} \cdot 0,251 = 0,039 \text{ кА}$$

Суммарная периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ:

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = \sum_{i=1}^m I_{\text{ПО}i} = I_{\text{ПО}1} + I_{\text{ПО}2}, \quad (74)$$

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = 12,083 + 0,039 = 12,122 \text{ кА}$$

Расчёт ударного тока КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_{y\partial}, \quad (75)$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент (принят согласно [18]).

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 12,083 \cdot 1,78 = 30,415 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 0,039 \cdot 1,78 = 0,099 \text{ кА}$$

Находим ударный ток в месте КЗ:

$$i_{y\partial\Sigma} = \sum_{i=1}^m i_{y\partial i} = i_{y\partial 1} + i_{y\partial 2}, \quad (76)$$

$$i_{y\partial\Sigma} = 30,415 + 0,099 = 30,515 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание на стороне среднего и низкого напряжения ПС «КС-5» рассчитывается аналогично. Параметры расчетов КЗ сведены в таблицу.

Таблица 10 - Расчет токов короткого замыкания

№	Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}=I_{\text{пт}}$, кА	K_y	i_y , кА
1	К1 (220 кВ)	12,122	1,78	30,515
2	К2 (10 кВ)	4,446	1,608	10,111

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, гибкие или жесткие шины, нелинейные ограничители перенапряжений. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На ответственных подстанциях наоборот устанавливают оборудование дороже и надежней. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции [10].

Выбор выключателей

Современный рынок имеет большой выбор выключателей по различным параметрам, в том числе по типу изолирующего материала. В данном дипломном проекте мы будем устанавливать элегазовые выключатели.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстросействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления (110 кВ и выше);
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;

-удобство транспортировки и эксплуатации.

Произведем выбор выключателей для ОРУ 220 кВ по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (77)$$

- по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (78)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 220 кВ.

$$I_{max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (79)$$

$$I_{max} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,165 \text{ кА.}$$

Проверяем по отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{откл ном} . \quad (80)$$

На шинах РУ ВН 220 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВЭБ - 220 - 50/2500 У1. При этом производим следующие расчеты.

Тепловой импульс для проверки выключателей 220 кВ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени на срабатывание релейной защиты. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ОВ} \text{ с} \quad (81)$$

$$t_{отк} = 2 + 0,06 = 2,06 \text{ с}$$

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

$t_{ОВ}$ – время отключения выключателя, с.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (82)$$

$$B_k = 12,122^2 \cdot (2,06 + 0,03) = 307,113 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,03$ с [13].

$$I_{n.o} = 12,122 \text{ кА};$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100} \quad (83)$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,24 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 47$.

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (84)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,122 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 12,284 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (85)$$

$$B_k \leq B_{к.в} = 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете. Результаты сравнения сведем в таблицу.

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,515 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 307,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$i_{а.ном} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{ат} = 12,284 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Таблица 12 - Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных выключателей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,515 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 307,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$i_{а.ном} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{ат} = 12,284 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Как видно из результатов, выключатели данного типа проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке

Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под нагрузкой. Для управления разъединителями из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять как главными, так и заземляющими ножами [13].

На стороне ВН выбираем разъединители марки РНДЗ.1-220/2000 У1 с одним и РНДЗ.2-220/2000 У1 с двумя заземляющими ножами.

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 30,515 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 307,113 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

Как видно из результатов сравнения расчетных и каталожных данных, все разъединители проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке.

Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [1].

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5 [6].

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По напряжению установки [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (86)$$

По току [1]:

$$I_{норм} \leq I_{1ном} , \quad (87)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

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

По электродинамической стойкости [1]:

$$i_{уд} \leq i_{дин} , \quad (88)$$

По термической стойкости [1]:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (89)$$

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (90)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$z_{2доп} \approx r_{2доп} . \quad (91)$$

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} , \quad (92)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [1].

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (93)$$

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

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. На стороне ВН проверим встроенные в выключатели трансформаторы тока марки ТВГ-220-0,5/300 У1.

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения [6]:

$$s_{\min} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (94)$$

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\min} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2 .$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660В частоты до 100Гц или постоянным напряжением до 1000В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом}.$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом}.$$

Таблица 15 – Каталожные и расчетные данные ТВГ-220-0,5/300 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_n$
$I_n = 300 \text{ А}$	$I_p = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$

Продолжение таблицы 15

1	2	3
$Z_n = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$

$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 30,515 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 307,113 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_{к}$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Для установки на подстанции принимаем емкостные трансформаторы напряжения. Основная задача емкостных трансформаторов напряжения - коммерческий учет электроэнергии, а также передача сигнала измерительной информации приборам, устройствам защиты и управления, обеспечения высокочастотной связи (30кГц-500кГц), в электрических системах переменного тока частотой 50-60 Гц с номинальным напряжением 110 – 750 кВ [13].

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (95)$$

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

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки

обычно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 220 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	4
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	10
Датчик активной энергии	Е-829	10
Датчик реактивной энергии	Е-830	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		86,75

На стороне ВН выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ–220-0,5 У1 (антирезонансный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, для контроля изоляции сети).

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 86,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

Выбор шинных конструкций

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В РУ 220 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

- по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб. утяж}}, \quad (96)$$

где $I_{\text{раб. утяж}}$ - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения.

$$I_{\text{раб. утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}}, \quad (97)$$

- по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (98)$$

где q_{min} - минимальное сечение провода,

C - коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = \text{const}, \quad (99)$$

Можно принять:

-для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$ [7];

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 330 кВ – 6 м; 220 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут на столько сблизится друг с другом, что произойдет их схлестывание.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (100)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины - $Q_{к.доп} = 300$ °С;
- голые алюминиевые шины - $Q_{к.доп} = 200$ °С;
- голые стальные шины - $Q_{к.доп} = 400$ °С;

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 240/32, допустимый ток которых $I_{доп} = 605$ А, радиус провода $r_0 = 1,08$ см. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 700$ см.

Проверка шин на сжестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 605 \text{ А}$$

$$I_{раб.утяж} = 1,4 \cdot 165 = 231 \text{ А}$$

$$605 \geq 231$$

Проверка по условию короны (необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование (кВ/см);

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (101)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (102)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (103)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 24,763 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 24,763 = 26,496 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см,}$$

$$26,496 \leq 28,795$$

Выбранный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении

промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях - малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Варисторы изготавливаются из керамических резисторов (с крутой нелинейной характеристикой), содержащих окись цинка и другие окислы металлов и спеченные вместе [7].

Основная классификация ОПН производится по номинальному разрядному току и по группе разрядного тока, характеризующей энергопоглощающую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

Находим расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$. Максимально допустимое напряжение на ОПН принимается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного напряжения согласно ГОСТ 1516.3-96.

$$U_{н.р.220} = 252 \text{ кВ.}$$

Далее по графику находим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса. При $\tau = 0,5 \text{ с}$, он имеет значение, равное 1,48 [7].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (104)$$

$$U_{р.н.р.220} = \frac{252}{1,48} = 170,27 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-220/176/10/850 (II)-УХЛ1 фирмы «Феникс 88». В комплект поставки входят:

ограничитель перенапряжений, руководство по эксплуатации, паспорт. Гарантийный срок эксплуатации - 5 лет со дня ввода ограничителя в эксплуатацию, но не более 7 лет со дня отгрузки потребителю. Общий срок службы ограничителя с вероятностью 0,98 - не менее 30 лет [12]. Основные характеристики ОПН приведены в таблице.

Таблица 18 – Выбор ОПН

Тип ОПН	$U_{нр}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$U_{ост к}$, при коммут.имп.то ка 500(1000) А, кВ	$U_{ост г}$, при.имп.тока 5(10) кА, кВ	$I_{вб}$, кА	Э, кДж Полная энергоёмкость
ОПН- 220/176/10/ 850 (II)	176	10	446 (463)	526 (564)	40	550

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутренних повреждениях необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{вб}$ на 15-20 % превышал наибольший ток короткого замыкания в точке подключения ограничителя [8].

$$I_{вб} \geq (1.15 - 1.20) I_{кз} \quad , \quad (105)$$

$$40 \geq 15,53 \text{ кА}$$

$$40 \geq 3,546 \text{ кА}$$

$$40 \geq 8,081 \text{ кА}$$

ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений, если остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока $U_{ост к}$ меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования $U_{ки}$ с запасом 15-20 % [8]:

$$U_{ост к} \leq \frac{U_{ки}}{(1.15 - 1.20)} \quad . \quad (106)$$

Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одноминутные испытательные напряжения частоты 50 Гц ($U_{исп50}$). Для 11 кВ $U_{исп50} = 85$ кВ, , для 220 кВ $U_{исп50} = 325$ кВ.

Переход от испытательного напряжения $U_{исп50}$ к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений осуществляется по формуле [8]:

$$U_{КИ} = K_{И} \cdot K_{К} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} , \quad (107)$$

где $K_{И}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{И}=1.35$;

$K_{К}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{К}=0.9$.

$$U_{КИ.10} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 85 = 146,05 \text{ кВ},$$

$$88,4 \leq \frac{146,05}{1,20} \text{ кВ},$$

$$88,4 < 121,711 \text{ кВ}.$$

$$U_{КИ.220} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558,438 \text{ кВ},$$

$$446 \leq \frac{558,438}{1,20} \text{ кВ},$$

$$446 < 465,365 \text{ кВ}.$$

Удельная энергоёмкость выбранного ограничителя определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} ; \quad (108)$$

$$\mathcal{E}_{35}^* = \frac{115,8}{27,5} = 3,309 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ОПН соответствует третьему классу энергоёмкости.

$$\mathcal{E}_{220}^* = \frac{550}{220} = 2,5 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ОПН соответствует второму классу энергоёмкости.

Таким образом, выбранные ограничители перенапряжений соответствуют всем условиям выбора и проверки.

Выбор КРУ 10 кВ

Для распределительного устройства 10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство среднего напряжения в металлической оболочке с воздушной изоляцией типа UniGear ZS3.2-40-3150-31,5 HD УЗ фирмы АББ с выкатными элегазовыми выключателями типа HD-4, измерительными трансформаторами тока (ТРУ-7) и напряжения (ТНУ-7).

Металлические перегородки отделяют отсеки КРУ друг от друга, а токоведущие части с воздушной изоляцией. Модульная конструкция комплектного распределительного устройства позволяет осуществлять простой выбор компонентов, необходимых для любого применения. Функциональные отсеки КРУ гарантировано защищены от внутренней дуги в соответствии со стандартом МЭК 62271200. Все операции по установке, эксплуатации и техобслуживанию можно выполнять с передней стороны шкафа. Управление коммутационными устройствами и заземлителями осуществляется с передней стороны при закрытой двери. Шкафы КРУ можно устанавливать тыльной частью к стене [21].

Каждый шкаф комплектного распределительного устройства состоит из трех силовых отсеков: отсек выключателя А, отсек сборных шин В и

кабельный отсек С. Каждое устройство оснащено низковольтным отсеком D, в котором находятся все вспомогательные приборы. Ко всем отсекам распределительного устройства имеется доступ с передней стороны, и техническое обслуживание может производиться при нахождении КРУ у стены. Отсеки разделены между собой металлическими перегородками.

Произведем проверку встроенного в КРУ высоковольтного оборудования.

$$I_{max} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,70 \text{ кА}.$$

В данных ячейках КРУ целесообразно будет использовать предлагаемые производителем элегазовые выключатели HD4. Выключатель HD4 является законченной электрической системой защиты фидера среднего напряжения по технологии «подключи и работай». Выключатель HD4 – инновационное решение в мире выключателей, включающее в себя такие функции, как отключение, измерение, защита, контроль и передача информации. Выключатель обладает встроенным устройством защиты серии RBX615 семейства ABB Relion с датчиками для измерения тока и напряжения. С этим интегрированным решением MTTR (Minimum Time to Repair) – минимальное время для восстановления системы управления выключателя много меньше традиционных решений. Поэтому HD4 идеально подходит для всех установок, где необходима длительная эксплуатация без необходимости в обслуживании.

Тепловой импульс на 10 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 ступени селективности [22]. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = 1 + 0,06 = 1,06 \text{ с}.$$

Расчетные значение термической устойчивости:

$$B_k = 4,446^2 \cdot (1,06 + 0,03) = 21,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}..$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50 \cdot 32}{100} = 22,627 \text{ кА},$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,446 \cdot e^{\frac{-0.01}{0.03}} = 4,505 \text{ кА}.$$

Таблица 19 - Сравнение каталожных и расчетных данных для встроенных выключателей HD-4

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p.мах} = 1039 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,446 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 10,11 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,446 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$B_k = 2975 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 21,55 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{a.ном} = 22,627 \text{ кА}$	$I_{a\tau} = 4,505 \text{ кА}$	$I_{a.\tau} \leq i_{a.ном}$

Проверим встроенные в КРУ трансформаторы тока типа ТРУ-7 производства фирмы АВВ.

Трансформаторы тока типа ТРУ изготавливаются из эпоксидного компаунда. Все модификации трансформаторов 3 – 10 кВ с соответствующими характеристиками имеют одинаковые габаритные размеры. Для увеличения длины пути утечки трансформаторов по заказу могут быть изготовлены трансформаторы тока с изоляционными ребрами, расположенными сверху. Трансформаторы могут быть: одновитковыми и многовитковыми на

первичной стороне; с одним или двумя коэффициентами трансформации, с возможностью переключения на первичной или вторичной стороне. Количество вторичных обмоток от 1 до 6 (вторичных выводов до 12, расположенных в 2 ряда) зависит от комбинации технических параметров (класс точности, нагрузка, ток короткого замыкания, номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты и т.д.) и определяется при конкретном заказе. По соглашению изготовителя с заказчиком трансформаторы могут быть оснащены для системы индикации напряжения встроенным делителем напряжения, предназначенным для определенного в заказе номинального напряжения. Вторичные обмотки предназначаются для целей измерения или защиты, или для специального применения (испытательные обмотки, обмотки класса РХ по МЭК 60044-1). Во время эксплуатации неиспользуемые обмотки трансформатора должны быть замкнуты накоротко и заземлены. Также должен заземляться один вывод каждой используемой вторичной обмотки. Выводы вторичных обмоток расположены в литом клеммнике с пластмассовой крышкой. Конструкцией крышки предусмотрена возможность пломбирования доступа к выводам. Выводы имеют винты М5 для присоединения проводов и резьбовые отверстия для прямого при необходимости заземления одних из выводов вторичных обмоток (первый ряд вторичных выводов). Трансформатор может монтироваться в любом положении. Корпус трансформатора закрепляется с помощью 4-х болтов М12 через отверстия в металлическом основании. Заземляющий болт М8 находится на опорной плите трансформатора.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
---	---	---	---	---

Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 0,6 - 0,148 - 0,1 = 0,352 \text{ Ом}$$

Для 10 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 60 м, тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{60}{54 \cdot 0,352} = 3,157 \text{ мм}^2$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 4 мм².

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{60}{54 \cdot 4} = 0,278 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 0,278 + 0,148 + 0,1 = 0,526 \text{ Ом}$$

Таблица 21 – Каталожные и расчетные данные ТРУ-7

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сети} \leq U_n$
$I_n = 1200 \text{ А}$	$I_p = 1039 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,526 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,11 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_k = 2975 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 21,55 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

Из расчетных данных видно, что встроенный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

В ячейках КРУ 10 кВ используются трансформаторы напряжения ТНР 7.1. Трансформаторы напряжения ТНР 7.1 заливаются в эпоксидную смолу и проектируются для класса напряжения 10 кВ. Один вывод первичной обмотки, включая соответствующий зажим, изолирован от земли на уровень, который соответствует номинальному уровню изоляции. Второй вывод первичной обмотки на зажиме во время эксплуатации заземляется. Трансформаторы в большинстве случаев оснащены двумя вторичными обмотками, где первая обмотка используется или в целях измерения, или в целях защиты, а вторая обмотка подключается в схеме открытого треугольника в трехфазной системе. Трехфазная группа трансформаторов дополнительно может оснащаться устройством предотвращения воздействия на ТН эффекта феррорезонанса. Во время эксплуатации трансформатора один зажим каждой эксплуатируемой вторичной обмотки, а также один из зажимов, подключенный в схеме открытого треугольника, должны быть заземлены. Вторичные обмотки выводятся на вторичную коробку зажимов литого типа. Вторичная коробка зажимов закрывается пломбируемой пластмассовой крышкой. Трансформатор может монтироваться и эксплуатироваться в любом положении. Корпус трансформатора прикрепляется с помощью четырех болтов. Заземляющий зажим М8 находится на опорной плите трансформатора.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения ТНР 7.1

Прибор	Тип	S обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощ- ность
							S, ВА
Вольтметр	Э – 335	2	1	1	0	3	6
Вольтметр 3- х фазный	Н – 344	10	1	1	0	1	10
Итого							16

Таблица 23 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТJP 7.1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 25 \text{ ВА}$	$S_p = 16 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

Из расчетных данных видно, что встроенный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Выбор трансформатора собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице.

Таблица 24 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВар
1	2	3	4	5	6
Охлаждение трансформатора ТДН -10000/220	2×1	2	0,62	2	1,24
подогрев выключателей ВГТ -220	3×15,8	47,4	0	47,4	

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6
Подогрев приводов разъединителей	1×8	8	0	8	
ЗРУ 10 кВ	1×5	5	0	5	
ОПУ	1×60	60	0	60	
Освещение ОРУ 220 кВ	2	2	0	2	
Позарядно-зарядный агрегат	2×32	64	0	64	
Подогрев шкафов КРУ	1×10	18	0	18	
Итого				206,4	2,17

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{ТСН} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \text{ кВ} \quad (209)$$

$$S_{ТСН} = 0,8 \cdot \sqrt{206,4^2 + 2,17^2} = 165,608 \text{ кВ}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250 – 10У1, с коэффициентом загрузки при отключении одного 1,144.

Технико-экономический расчет проекта

Капитальные вложения – расход на сооружение энергетического объекта.

Общие капитальные вложения электрической сети определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (110)$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружение подстанций,

$K_{Л}$ - капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на подстанции определяются в зависимости от их номинального напряжения, схемы электрических соединений (на напряжениях 35—220кВ), типов отключающей аппаратуры на стороне высшего напряжения (выключатели, отделители в комплекте с короткозамыкателями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов [34].

$$K_{ПС} = K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}, \quad (111)$$

где $K_{ору}$ - капиталовложения на сооружение распределительных устройств, тыс. р.

$K_{ку}$ - капиталовложения на установку компенсирующих устройств, тыс. р.

$K_{тр}$ - капиталовложения на покупку и монтаж силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, тыс. р.

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат, куда входит стоимость земли, где будет установлена подстанция, благоустройство этой земли, все строительные сооружения, заземления, организация пожарной безопасности, экологическое устройство.

Капиталовложения на сооружение линий сети находятся в зависимости от их номинальных напряжений, марок проводов, материала и типа опор (одноцепные, двухцепные). Они включают в себя затраты на изыскательные работы, подготовку трассы, приобретение опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), приобретение кабелей, кабельных муфт, затраты на транспортировку, монтаж линии [34].

$$K_{лэп} = \kappa_{уд} \cdot l, \quad (112)$$

где $\kappa_{уд}$ - удельная стоимость одного километра сооружения воздушной линии, тыс. руб./км.

l - длина линии, км.

$$K_{лэп} = 762,09 \cdot 32,6 = 24844,26 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ПС} = 51625 + 299781 + 2965 + 12457 = 366828 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 366828 + 24844,26 = 391672,26 \text{ тыс.руб}$$

Таблица 25 – Капитальные вложения

$K_{ПС}$, тыс. руб.	$K_{лэп}$, тыс. руб.	K , тыс. руб.
366828	24844,26	391672,26

Расчет произведен в ценах 2000 г. при коэффициенте инфляции равном 7,94.

Определение эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, определяются по выражению:

$$I_{экс} = \sum a_{экс} \cdot K, \quad (113)$$

где $a_{экс}$ - ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание сети,

$$a_{аммс} = 5.25\%, a_{амвлэп} = 0.65\% .$$

$$\begin{aligned} I_{экс} &= 5,25 \cdot 366828 + 0,65 \cdot 24844,26 = 1925847 + 16148,769 \\ &= 1941995,769 \text{ тыс.руб} \end{aligned}$$

Амортизационные отчисления включают в себя накопление средств, необходимых для замены изношенного и морально устаревшего оборудования, стоимость капитального ремонта. Вычисляются по формуле:

Таким образом, амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_A = \frac{K}{T_{cl}}, \quad (114)$$

где T_{cl} - срок службы оборудования, в проекте принято $T_{cl} = 20$ лет.

$$I_A = \frac{391672,26}{20} = 19583,613 \text{ тыс.руб}$$

Затраты на транспортировку электроэнергии считаются по формуле:

$$I_{\Delta W} = c_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (115)$$

где $c_{\Delta W}$ - удельная стоимость потерь электроэнергии, согласно федеральной службы по тарифам на 1 января 2016 г равна 1,5 тыс. руб./Мвт·ч.

ΔW - потери электроэнергии в элементах сети, рассчитываются поэлементно.

Суммарные потери электроэнергии во всех элементах сети составляют:

$$\Delta W = 1305,7284 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Тогда затраты на транспортировку электроэнергии составят:

$$I_{\Delta W} = 1,5 \cdot 1305,7284 = 1058,5926, \text{ тыс.руб}$$

Таблица 26 – Эксплуатационные издержки

№ п/п	Вид издержек	Значение
1	I_{AM} , тыс. руб.	19583,613
2	$I_{ДW}$ тыс. руб.	1058,5926

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

Среднегодовые эквивалентные годовые расходы определяются по формуле:

$$Z_{cp} = E \cdot K + I, \quad (116)$$

где K - капиталовложения в строительство сети, тыс.руб.,

I - эксплуатационные издержки, тыс. руб.,

E - норматив дисконтирования, определяется ставкой рефинансирования, равен 10 %.

Определим среднегодовые эквивалентные годовые расходы:

$$Z_{cp} = 0,1 \cdot 391672,26 + 145454,774 = 184622 \text{ тыс.руб}$$

Стоимостная оценка результатов строительства подстанции.

Таблица 27 – Укрупненные показатели реконструкции

Тип оборудования	Затраты, тыс. руб	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3
ТДН-10000/220/10	2*16300	32600
Элегазовый выключатель 220 кВ	4*12500	50000

Продолжение таблицы 27

1	2	3
Элегазовый выключатель 10 кВ	5*2000	10000
РТД-20/35	3600	3600
Постоянная часть затрат	35000	35000
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		146400
Стоимость проектирования ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73		660747

10 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

В зависимости от принятой схемы электроснабжения и условий окружающей среды, электрические сети теплицы выполняют шинопроводами, кабельными линиями и проводами.

Открытые шинопроводы применяют, как правило, для магистралей, к которым непосредственно приемники электроэнергии не подключаются. Они выполняются алюминиевыми шинами, закрепленными на изоляторах, и прокладываются по фермам и колоннам цеха на недоступной высоте. Питание РП от открытых шинопроводов выполняют кабелем или проводом, проложенным в трубах. Такое исполнение сети характерно для литейных и прокатных цехов металлургических заводов, сварочных цехов механосборочных заводов, кузнечно-прессовых цехов.

Защищенный шинопровод представляет собой открытый шинопровод, огражденный от случайного прикосновения к шинам и попадания на них посторонних предметов сеткой или коробом из перфорированных листов. В настоящее время широко используют закрытые шинопроводы, изготавливаемые заводским способом. Такой шинопровод называют комплектным, так как он поставляется в виде отдельных сборных секций, которые представляют собой три или четыре шины, заключенные в оболочку и скрепленные самой оболочкой или изоляторами-клещами.

Для выполнения прямых участков линий служат прямые секции, для поворотов - угловые, для разветвлений - тройниковые и крестовые, для ответвлений - ответвительные, для присоединений - присоединительные, для компенсации изменения длины при температурных удлинениях - компенсационные и для подгонки длины - подгоночные. Соединение секций на месте их монтажа выполняют сваркой, болтовыми или штепсельными креплениями.

Для главных магистралей выпускают комплектные шинопроводы типов ШМА73УЗ, ШМА73ПУЗ и ШМА68-НУЗ. Когда этому не препятствуют

местные условия, магистральные шино-проводы крепят на высоте 3-4 м над полом помещения на кронштейнах или специальных стойках. Это обеспечивает небольшую длину спусков к распределительным магистралям, силовым РП или мощным приемникам электроэнергии.

Распределительные магистрали выполняют комплектными шинопроводами серий ШРА73УЗ и ШРМ73УЗ. Отдельные приемники подключают к ШРА через ответвительные коробки кабелем или проводом, проложенным в трубах, коробах или металлорукавах. На каждой секции ШРА длиной 3 м имеется восемь ответвительных коробок (по четыре с каждой стороны) с автоматическими выключателями или предохранителями с рубильниками. Для штепсельного присоединения ответвительных коробок на секциях шинопровода предусмотрены окна с автоматически закрывающимися шторками. Это обеспечивает безопасное присоединение коробок к шинопроводу, находящемуся под напряжением в процессе эксплуатации. При открывании крышки коробки питание приемника электроэнергии прекращается.

Присоединение ШРА к магистральному шинопроводу осуществляют кабельной перемычкой, соединяющей вводную коробку ШРА с ответвительной секцией ШМА. Вводная коробка ШРА может быть установлена на конце секции или в месте стыка двух секций.

Крепление шинопроводов типа ШРА выполняют на стойках на высоте 1,5 м над полом, кронштейнами к стенам и колоннам, на тросах к фермам здания.

Кабели применяют в основном в радиальных сетях для питания мощных сосредоточенных нагрузок или узлов нагрузок. При прокладке кабелей внутри зданий их располагают открытым способом по стенам, колоннам, фермам и перекрытиям, в трубах, проложенных в полу и перекрытиях, каналах и блоках.

Открытую прокладку кабелей внутри зданий выполняют бронированными и чаще небронированными кабелями без наружного джутово-битумного покрова (из условий пожароопасности). Трасса кабелей

должна быть по возможности прямолинейной и удаленной от различных трубопроводов. Если прокладывают одиночный кабель по стенам и перекрытиям, то его крепят при помощи скоб. При прокладке нескольких кабелей применяют опорные конструкции заводского изготовления, собираемые из отдельных деталей — стоек и полок.

Наиболее распространенной в производственных помещениях является прокладка кабелей в специальных каналах, если в одном направлении прокладывают большое число кабелей. В этом случае в полу цеха сооружают канал из железобетона или кирпича, который перекрывают железобетонными плитами или стальными рифлеными листами. Кабели внутри канала укладывают на типовые сборные конструкции, установленные на боковых стенах.

Преимущества такой прокладки кабелей заключаются в защите их от механических повреждений, удобстве осмотра и ревизии в процессе эксплуатации, а недостатки - в значительных капитальных затратах.

В проектируемой круглогодичной теплице «Покровский» магистрали выполняются одножильными неразрезанными проводами АПВ. Отходящие от колонок линии к электроприёмникам выполняют кабелями или проводами в гибких металлорукавах или трубах.

10.1. Выбор и проверка оборудования КТП

К установке на КТП принимаем два трансформатора марки ТМН 400/10/0,4 кВ.

Произведём выбор остального оборудования питающей КТП.

Произведём выбор автоматических выключателей на низкой стороне питающих ТП 0,4 кВ. Выбор автоматических выключателей производят по следующим параметрам [6]:

1. По количеству полюсов.
2. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (117)$$

3. По максимальному рабочему току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (118)$$

4. По отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл. ном}, \quad (119)$$

Проверка автоматического выключателя осуществляется по следующим параметрам:

1. По условию:

$$I_{уд} \leq I_{откл. Ном}, \quad (120)$$

Условия выбора и проверки сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Выбор автоматического выключателя рассматривается на примере фидера 0,4 кВ № 1.

1. По количеству полюсов: трехполюсный.

2. По напряжению установки:

$$0,4 \text{ кВ} \leq 0,4 \text{ кВ}.$$

3. По максимальному рабочему току:

$$I_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{P_{\text{тепл}}^2 + Q_{\text{тепл}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{\sqrt{423,75^2 + 229,73^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = \frac{489,01}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 743 \text{ А}$$

$$743 \leq 1600 \text{ А}.$$

4. По отключающей способности:

$$6 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

Выбору подлежит выключатель марки: ВА07-216 ЗР 1600А 65 кА ИЭК.

Проверка автоматического выключателя осуществляется по следующим параметрам:

1. По условию:

$$1,1 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

Остальные быстродействующие фидерные выключатели выбираются аналогичным образом. Результаты выбора и проверки занесены в таблицу.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного типа выключателя ВА07-216 ЗР 1600А 65кА ИЭК

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1,6 \text{ кА}$ $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$ $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{max} = 0,743 \text{ кА}$ $I_{по} = 4,3 \text{ кА}$ $i_{y0} = 6 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{pmax}$ $I_{откл.ном} \geq I_{по}$ $I_{откл.ном} \geq i_{y0}$

По результатам таблицы видно, что выключатель типа ВА07-216 ЗР 1600А 65кА ИЭК соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Выбор вводных и секционного выключателей на ТП производится следующим образом:

1. По количеству полюсов.
2. По напряжению установки:

$$0,4 \text{ кВ} \leq 0,4 \text{ кВ}.$$

3. По максимальному рабочему току:

$$743 \leq 4000 \text{ А}.$$

4. По отключающей способности:

$$6 \text{ кА} \leq 75 \text{ кА},$$

Выбору подлежит выключатель марки: ВА07-440 ЗР 4000 А 100 кА ИЭК.

Проверка автоматического выключателя осуществляется по следующим параметрам:

1. По условию:

$$I_{уд} \leq I_{откл. Ном}, \quad (121)$$

$$6 \text{ кА} \leq 75 \text{ кА}.$$

2. По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв} \quad (122)$$

$$6 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА}.$$

3. По термической стойкости:

$$B_k = I_{н.о.Ки}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (123)$$

где $t_{отк}$ – время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (124)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

$$t_{откл} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$B_k = 6^2 \cdot (0,15 + 0,01) = 36,16,$$

$$B_k \leq B_k. Ном, \quad (125)$$

$$36,16 \text{ кА}^2 \text{ с} \leq 480 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного типа выключателя ВА07-440 ЗР 4000 А 100 кА ИЭК.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 0,4\text{кВ}$ $I_{откл.ном} = 75\text{ кА}$ $i_{скв} = 100\text{ кА}$ $B_{к.ном} = 480\text{ кА}^2\text{с}$ $I_{ном} = 4\text{ кА}$ $I_{откл} = 75\text{ кА}$	$U_{ном} = 0,4\text{кВ}$ $I_{рmax} = 0,743\text{ кА}$ $i_{уд} = 6\text{ кА}$ $B_{к.} = 36,16\text{ кА}^2\text{с}$ $I_{макс} = 3,8\text{ кА}$ $I_{по} = 4,3\text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $I_{откл} \geq I_{по}$

По результатам таблицы видно, что выключатели типа ВА07 440 ЗР 4000А 100кА ИЭК соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

Таблица 30 – Выбор вводных выключателей 0,4 кВ

Местонахождение выключателя 0,4 кВ	Наименование автоматического выключателя
Секция шин 1, тр-р № 1 (ТП № 1)	ВА07 440 ЗР 4000А 100кА ИЭК
Секция шин 2, тр-р № 2 (ТП № 1)	ВА07 440 ЗР 4000А 100кА ИЭК
Секция шин 1, тр-р № 1 (ТП № 2)	ВА07-332 ЗР 3200А 85кА ИЭК
Секция шин 2, тр-р № 2 (ТП № 2)	ВА07-325 ЗР 2500А 85кА ИЭК
Секция шин 1, 2 (ТП №1)	ВА07 440 ЗР 4000А 100кА ИЭК
Секция шин 1, 2 (ТП №1)	ВА07-332 ЗР 3200А 85кА ИЭК

Выбор и проверка трансформаторов тока 0,4 кВ

Трансформаторы тока на ТП выбираются по следующим параметрам [6]:

- по напряжению установки;
- по длительному току;
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по вторичной нагрузке.

Сопrotивление вторичной нагрузки определяется по следующей формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (126)$$

где Z_2 – сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – сопротивление номинальной допустимой нагрузки трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.

Сопrotивление вторичной нагрузки r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пров}$, переходного сопротивления контактов r_K и определяется по следующей формуле:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}. \quad (127)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Согласно [10], по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм² для алюминиевых жил и 2,5 мм² для медных жил.

Ниже будет произведен подробный расчет выбора трансформаторов тока на отходящей от ТП № 1 кабельной линии к 2ЩД1...2ЩД3.

Выбираются трансформаторы тока марки ТШЛ-0,66-0,5S-2500/5 У2. Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка ТТ марки ТШЛ-0,66-0,5S-2500/5 У2

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Счетчик АЭ	СЕ-303	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ	СЕ-303	2,5	-	2,5
ИТОГО		5,0	0	5,0

Выбор и проверка трансформаторов тока производится по следующим параметрам [6]:

- по напряжению установки:

$$0,4\text{кВ} \leq 0,4\text{кВ}; \quad (128)$$

- по длительному току:

$$I_{\max} = \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2,3 \text{ кА}$$

$$2,3 \text{ кА} \leq 2,5 \text{ кА} .$$

- по термической стойкости:

$$B_k = 6^2 \cdot (0,15 + 0,01) = 36,16 .$$

- по электродинамической стойкости:

$$6 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА} .$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (129)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами, равная 10 ВА;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, принимается равным 5 А.

Сопротивление приборов будет равно:

$$r_{\text{приб}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом} .$$

Выбираются провода сечением $q=10 \text{ мм}^2$ ВВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0283$. Длину проводов примем равной 20 м [19].

Сопротивление проводов определяется по следующей формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (130)$$

где q – сечение провода;

l – длина провода;

ρ – удельное сопротивление провода.

Сопротивление проводов будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{0,4} = 1,415 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимается равным 0,1 Ом.

Определяется сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = 0,1 + 0,4 + 1,415 = 1,915 \text{ Ом.}$$

Сравнение данных представлено в таблице.

Таблица 32 - Трансформатор тока ТШЛ-0,66-0,5S-2500/5 У2

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{р}}$
$I_{\text{н}} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{\text{р}} = 0,743 \text{ кА}$	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}}$
$Z_{2\text{н}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,915 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{н}} \geq Z_2$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 6 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$W_{\text{к.ном}} = 480 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} = 36,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к}}$

По результатам таблицы видно, что трансформаторы тока марки ТШЛ-0,66-0,5S-2500/5 У2 могут быть приняты к установке.

10.2. Выбор схемы низковольтного электроснабжения

Схема внутреннего электроснабжения бывает магистральной, радиальной либо смешанной. В проектируемой компрессорной станции электроприёмники расположены в различных направлениях от источника питания - распределительного устройства 0,4 кВ, который находится на территории. При таком расположении электроприёмников лучше использовать радиальную схему. Схему внутреннего электроснабжения компрессорной станции целесообразно выполнить по радиальной схеме. Такая схема имеет ряд значительных преимуществ по сравнению с другими

схемами: магистральными или смешанными – радиальные схемы легче автоматизировать и они имеют большую степень надёжности. При этом имеются и недостатки - такая схема увеличивает протяжённость проводников и увеличивает количество аппаратов защиты.

10.3 Выбор и проверка элементов схемы низковольтного электроснабжения

Выбор сечения проводников для линий электроснабжения компрессорной станции производится методом допустимого нагрева.

Выбор сечения проводника по нагреву длительным током нагрузки сводится к сравнению расчетного тока с допустимым табличным значением для принятых марок провода или кабеля и условий их прокладки. При выборе должно соблюдаться условие:

$$I_{н.доп} \geq I_p, \quad (131)$$

где $I_{доп}$ - допустимый длительный ток.

I_p - расчетный ток линии, А.

Расчет сечения проводников начинаем с определения расчетного тока линии. По [5] по условию нагрева длительным расчетным током определяем значение длительно-допустимого тока. По значению допустимого тока выбираем сечение проводника.

Полученные данные заносим в сводную ведомость аппаратов защиты и линий электроснабжения.

Сечение проводников линий, питающих электрооборудование определяется по формуле:

$$I_p = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi}, \quad (132)$$

где P_H - номинальная активная мощность электроприемника, кВт;

U_H - номинальное линейное напряжение питающей линии, кВ;

$\cos \rho_{\phi}$ - коэффициент активной мощности после компенсации, относительные единицы.

$$I_p = \frac{67,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,9} = 93,7$$

По условию нагрева длительным расчетным током определяем значение длительно-допустимого тока:

$$I_{\text{дон}} = 175 \text{ A}$$

Исходя из значения длительно-допустимого тока, выбираем сечение проводника для провода АВВГ 4x95, состоящего из алюминиевых жил, изолированных поливинилхлоридной изоляцией.

$$I_p = \frac{67,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,5} = 25,8 \text{ A}$$

По условию нагрева длительным расчетным током определяем значение длительно-допустимого тока:

$$I_{\text{дон}} = 27 \text{ A}$$

Исходя из значения длительно-допустимого тока, выбираем сечение проводника для провода АПВ 4x30, состоящего из алюминиевых жил, изолированных поливинилхлоридной изоляцией.

Произведем проверку кабеля на потери напряжения по формуле:

$$\Delta U = \frac{I_p \cdot l (z_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)}{U_n} \quad (133)$$

$$\Delta U = \frac{130,0 \cdot 24 (0,169 \cdot 0,9 + 0,0596 \cdot 0,017)}{400} = 1,2\%$$

Так как потери напряжения в линии составляют менее 5%, то кабель выбран верно. Для остальных электроприемников расчет произведем

аналогично. Расчет и выбор проводов и кабелей для остальных электроприемников произведем аналогично. Данные расчетов сведем в таблицу.

Таблица 33 – Выбор кабельных линий

№ п/п	Наименование	$P_n, \text{кВт}$	$I_p, \text{А}$	Марка	$I_{доп}, \text{А}$	L, м
1	Технологическое оборудование	67,5	120,9	АВВГ 4х95	175	30
2	Вентиляция	10	18,9	АПВ 4х2,5	19	18
3	Кондиционеры	10	18,9	АПВ 4х2,5	19	18
4	Насосные агрегаты	3	5,7	АПВ 4х2,5	19	6
5	Щит общего рабочего освещения	10	18,9	АПВ 4х2,5	19	8

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

11.1 Выбор системы оперативного тока

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

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

Для производства оперативных переключений с помощью выключателей, разъединителей, отделителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для возможности работы устройств защиты и автоматики необходим вспомогательный источник энергии — источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей, электродвигатели приводного механизма регулирования частоты вращения турбин и приводов разъединителей и т. д.). Оперативный ток используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов. Оперативный ток может быть постоянным, выпрямленным или переменным [24].

Оперативный ток используется для:

1. Управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами).

2. Управление аппаратом означает подачу команды на изменение его положения, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно различают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях обычно используют обе формы управления.

В первую очередь автоматизируют те процессы, где вслед за изменением состояния или режима Оборудования должна быстро (в течение секунд или долей секунды) последовать соответствующая операция управления или регулирования. Это — АПВ линий, автоматический ввод резервного питания в системе СН, автоматическое пожаротушение трансформаторов и кабельных помещений и т. д [24].

Ручное управление может осуществляться в непосредственной близости от управляемого аппарата — местное управление — или на расстоянии с помощью электрического командного сигнала — дистанционное управление и телеуправление. При дистанционном управлении командный сигнал формируется при воздействии вручную на орган управления — подаче команды ключом управления с поста управления и передается по индивидуальным проводам связи между постом управления и объектом на исполнительный, орган — привод управляемого аппарата. Эту систему применяют для управления объектами, расположенными на сравнительно небольших расстояниях (десятки и сотни метров) от поста управления, например в пределах электростанции или подстанции.

Сигнализация положения должна выполняться для коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление. Сигнализация осуществляется с помощью сигнальных ламп, установленных над ключом

управления. Лампа, сигнализирующая включенное положение, имеет красный фильтр и устанавливается справа; отключенное положение сигнализирует лампа с зеленым фильтром, которая устанавливается слева. При несоответствии положения выключателя ранее поданной команде соответствующая лампа сигнализации положения переводится на прерывистый режим свечения — «мигание».

Сигнализация аварийного отключения коммутационных аппаратов при срабатывании релейной или технологической защиты элемента, а также при действии устройств автоматики (кроме тех, которые переключают коммутационные аппараты по заранее определенному режиму) обеспечивается действием центрального (для всех коммутационных аппаратов) звукового сигнала и индивидуального индикатора, в качестве которого используется мигание лампы сигнализации положения (световая сигнализация) либо указательное реле с ручным возвратом.

Схема управления выключателем определяется типом выключателя и его привода, конструктивными особенностями и специальными требованиями завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который коммутируется данным выключателем.

Источники оперативного тока

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН [17].

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях и крупных подстанциях 110—220 кВ и выше. Переменный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших подстанциях 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений, при этом выключатели вводов и секционные 6—10 кВ могут быть электромагнитными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110—220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В ряде случаев применяются схемы питания оперативных цепей с использованием различных источников тока. Так, например, при малой мощности аккумуляторных батарей цепи управления и защиты получают питание от источников постоянного тока, а электромагниты включения масляных выключателей — от выпрямительных устройств [11].

Выбираем постоянный оперативный ток на проектируемой ПС 220 кВ КС-5.

Источники постоянного тока

В электроустановках для питания оперативных цепей постоянного тока используют, как правило, кислотные аккумуляторные батареи (стационарные и переносные), а в отдельных случаях — щелочные. Наибольшее распространение имеют аккумуляторы типов СК и СН.

При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Продолжительность аварийного режима принимается для средств связи и телемеханики 1—2 ч, а остальных электроприемников оперативного тока — 0,5 ч.

Распределение постоянного тока, связь зарядных и подзарядно-зарядных агрегатов с аккумуляторной батареей осуществляются через ЩПТ, на котором размещаются коммутационная аппаратура и контрольно-измерительные приборы.

Произведём выбор аккумуляторных батарей как источников постоянного оперативного тока на ПС 220 кВ КС-5.

Выбор аккумуляторных батарей

Срок службы аккумуляторных батарей при соблюдении всех правил эксплуатации и монтажа (в соответствии с правилами технического описания изготовителя) составляет не менее 20 лет.

Для определения типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{ав}$. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей I_n и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме. При отсутствии точной информации, в приближенных расчетах можно принимать значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 220кВ – 30А [11].

Временную нагрузку для подстанций 220 кВ можно принять равной 70А.

$$I_{ав} = I_n + I_{вр} \quad (134)$$

$$I_{ав} = 30 + 70 = 100 А.$$

Для аккумуляторов «HawkerGmBH» серии «Varta» тип определяют по допустимому току разряда $I_{разр}$ при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 I_{ав}. \quad (135)$$

$$I_{ав} = 1,05 \cdot 100 = 105 \text{ A}.$$

По таблице характеристик элементов Vartablok выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305, с $I_{разр} = 222,5 \text{ A}$.

Число элементов батареи постоянное. Определяется, исходя из того, что в режиме постоянного подзаряда напряжение на щите постоянного тока должно быть не более $1,1 U_{НОМ}$, то есть, 242 В. А напряжение на одном элементе при этом для Vartablok равно 12 В [14].

$$n = \frac{U_{ш}}{U_{э}} \quad (136)$$

$$n = \frac{242}{12} = 20,17 \text{ эл.}$$

где n – общее число последовательных элементов.

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{m \max}, \quad (137)$$

где $I_{разр(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{m \max} = I_{ав} + I_{пр}$ – максимальный толчковый ток;

$I_{пр}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

Учитывается одновременное включение двух выключателей на стороне НН. Ток потребляемый электромагнитом включения выключателя $I_{пр} = 5 \text{ A}$.

$$I_{m \max} = 100 + 2 \cdot 5 = 110 \text{ A};$$

$$I_{разр(30'')} = 650 \text{ A} \geq I_{m \max} = 110 \text{ A}.$$

Выполним проверку батареи по допусжаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{m \max}}{k} \quad (138)$$

$$I_{p(k=1)} = \frac{110}{5} = 22 \text{ A},$$

где $k = 5$ – число положительных электродов.

Определим величину остаточного напряжения на шинах:

$$U_{ост} = U_p n, \quad (139)$$

$$U_{ост} = 1,77 \cdot 108 = 191,16 \text{ B},$$

Определим отклонение напряжения на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_p n}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (140)$$

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{191,16}{220} \cdot 100\% = 86,9 \%$$

Найденное значение $\frac{U_{ш}}{U_{ном}}$ сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения с учетом потери напряжения в соединительных кабелях [19]. Потерю напряжения в соединительном кабеле принимаем 5%.

$$dU_{ЭМ} = 86,9 - 5 = 81,5\%.$$

Допустимое отклонение напряжения для электромагнитов включения выключателя составляет 80–110 %. Как видно, принятые аккумуляторные батареи обеспечивают необходимое напряжение.

11.2 Виды релейной защиты принятые на подстанции

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления комму-тационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления [13].

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения,

находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны .

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

Устройства защиты для ВЛ 220 кВ.

1. Характеристики современных устройств защиты фирмы ALSTOM.

Дистанционная защита MiCOM P433 - P439 фирмы ALSTOM имеет 6 ступеней. Устройство имеет также четырехступенчатую защиту от замыканий на землю и четырехступенчатую токовую защиту обратной последовательности. Они могут быть выполнены направленными.

Устройство дистанционной защиты MiCOM P433-P435 работает при междуфазных коротких замыканиях и при замыканиях на землю и имеет 6 ступеней. В состав защиты входят четырехступенчатые защиты от замыканий на землю и междуфазных коротких замыканий [23].

Для того чтобы обеспечить селективную защиту с небольшими выдержками времени, особенно на коротких линиях, необходимо применить четырехступенчатую защиту, уставки которой выбираются следующим образом: 1 ступень отстраивается от КЗ в конце линии, 2 ступень согласовывается с первой ступенью параллельной линии в каскаде и первой

ступеню смежной линии. 3 ступень согласовывается со вторыми ступенями этих ВЛ. При согласовании защит со смежной линией, учитывается режим одна с двумя: на первом участке – 1 ВЛ на втором участке – 2, что существенно загрубляет защиту. Эти три ступени защищают линию, а 4 ступень резервирует смежный участок. Имеющуюся пятая ступень направлена к шинам и может обеспечить защиту шин или резервирование смежных участков линии. При согласовании защит по времени учитывается время действия УРОВ, что увеличивает выдержки времени согласуемых защит на время действия УРОВ. При выборе уставок защиты они должны быть отстроены от суммарной нагрузки двух линий, так как одна из параллельных ВЛ может отключиться в любой момент, и вся нагрузка будет подключена к одной ВЛ. Кроме этого, возможен наброс нагрузки на линию при размыкании транзита в удаленной точке, или отключении генерации.

2. Устройства защиты фирмы GE.

Предлагаются 2 дистанционных защиты: более простая D30 и D60. Защита D30 имеет 3 ступени а D60 - 4 ступени дистанционной защиты от междуфазных замыканий и замыканий на землю.

Обе защиты имеют дополнительно 4 ступени направленной токовой защиты по фазному току, току обратной и нулевой последовательности. Имеется блокировка при качаниях и АПВ. Защита может иметь круговую, эллиптическую или прямоугольную характеристику. Защита может ускоряться с использованием стандартной ВЧ аппаратуры, например: ПВЗ или АКПА.

3. Устройства фирмы АВВ

Для линий 110-220В предлагаются устройства защиты типа REL 500. Аппаратура АВВ отличается значительным объемом функций, которые в принципе не уместятся в устройстве. Поэтому необходимые функции определяются при заказе. Предоставляется широкие возможности по разработке логики защиты (ранжированию). REL 521 является более

совершенной модификацией защиты REL 511 с примерно одинаковым набором функций, но расширенными возможностями. Защиты включают:

- дистанционную защиту от всех видов замыканий с общим критерием повреждения и пятью независимыми ступенями для отключения многофазных замыканий и замыканий на землю;

- четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности для отключения замыканий на землю;

- библиотеку дополнительных базовых функций защиты, автоматики, блокировок и конфигурируемых логических схем ;

- наличие функции определения места повреждения;

- набор функций управления.

- возможность заказа дополнительных функций, (в том числе функций АПВ и контроля синхронизма для схем с двумя выключателями, УРОВ)

4. Защиты фирмы SIEMENS.

Дистанционные защиты 7SA511, 513 имеют 5 ступеней дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю с прямоугольными характеристиками срабатывания. Устройство 7SA513 реализует различные дополнительные функции, обычно требуемые для выполнения защиты и автоматики присоединения (ступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ и замыканий на землю, АПВ, ОМП, защита от перенапряжения и т. д.). интегрированная функция определения места повреждения на линии электропередачи. Имеется:

- компенсация токов параллельной линии при выполнении дистанционных измерительных органов и определении расстояния до места повреждения, логика приема/передачи телесигналов по каналу связи (нормально-присутствующих / отсутствующих, блокирующих / разрешающих);

- блокировка от качаний и/или отключение электропередачи при потере устойчивости (два органа полного сопротивления: “чувствительный” и

“грубый” для идентификации качаний, измерение и контроль скорости изменения сопротивления);

- защита от повышения /понижения напряжения;

- однофазное и/или трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ), одно- или многократное, свободно программируемое. Контроль синхронизма при АПВ и включении линии под нагрузку;

- защита от повреждения выключателя (УРОВ);

5. Дистанционные защиты фирмы SEL.

Фирма SEL предлагает 3 модификации дистанционной защиты разной степени сложности:

- SEL 311А имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю с круговыми характеристиками направленными вперед;

- SEL 311В имеет еще одну реверсивную ступень дистанционной защиты;

- SEL 311С имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю с четырехугольными и круговыми характеристиками направленными вперед 2 реверсивных ступени с такими же характеристиками.

- Защиты имеют также дополнительные ступени токовой направленной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю - соответственно по 1, 3 и 4.

- Защиты модификации В и С имеют четырехкратное АПВ.

Защита проектируемой линии Уруша - тяга - КС-5

Линия 220 кВ Уруша - тяга - КС-5 работают в режиме с эффективно или глухозаземленной нейтралью поэтому замыкание на землю является коротким замыканием с током, иногда превышающим ток трехфазного КЗ, и подлежит отключению с минимально возможной выдержкой времени.

Согласно ПУЭ [7] в качестве основных защит линии используются многоступенчатая дистанционная защита (ДЗ) для действия при междуфазных КЗ и ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) для

действия при однофазных КЗ. В качестве резервной защиты используется токовая отсечка.

Микропроцессорные защиты имеет дистанционную защиту, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при замыканиях на землю. Реле сопротивления (РС) включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП [15].

Для линии 220 кВ Тында - КС-5 комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- защиту от междуфазных коротких замыканий и коротких замыканий на землю;
- пофазное АПВ;
- защиту от перегрузки;
- устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и иметь УРОВ либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно;
- определение места повреждения;
- осциллографирование токов и напряжений, а также регистрация дискретных сигналов защиты и автоматики для анализа аварии и работы релейной защиты и автоматики;

Для рассматриваемой линии ДЗ устанавливаются с обеих сторон и должны действовать при направлении мощности от шин в ЛЭП. Дистанционные защиты, действующие при одном направлении мощности, необходимо согласовать между собой по времени и по зоне действия так, чтобы обеспечивалось селективное отключение КЗ. Для линии Амурская - КС-5 устанавливаем дистанционные защиты от всех видов КЗ и токовой защиты нулевой последовательности фирмы SIEMENS 7SA522 отвечающая всем требованиям необходимых для данной линии.

Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы и автотрансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей.

Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы и автотрансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой [13].

Силовой трансформатор имеет широкий диапазон характеристик и некоторые специальные свойства, которые усложняют его защиту. Выбор соответствующей защиты также обуславливается экономическими соображениями. Несмотря на то, что этот фактор не является единственным для силовых трансформаторов, его значимость определяется широким диапазоном номинальных данных силовых трансформаторов, используемых в системах передачи и распределения, который может варьироваться от нескольких кВА до нескольких сотен МВА. Трансформаторы с большими номинальными данными должны обеспечиваться наилучшей защитой.

11.3 Расчёт релейной защиты

В соответствии с ПУЭ [7], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформаторов ПС «КС-5» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Кроме этого устанавливаем газовую защиту с действием на

сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Защиту трансформатора выполняем на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Т».

Устройство «Сириус-Т2» может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.). Устройство «Сириус-Т2» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов I_A , I_B , I_C сторон высшего и низшего напряжений силового трансформатора. Устройство периодически измеряет мгновенные значения вторичных токов двух сторон трансформатора с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП). При измерениях осуществляется компенсация апериодической составляющей, а также фильтрация высших гармоник входных сигналов. На основе снятых значений вычисляются дифференциальные и тормозные токи трех фаз.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя [16].

Дифференциальная защита трансформаторов

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала «Сириус-Т2». Для этого проверим выбранные трансформаторы тока по условиям установки. Для расчета дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

В таблице представлен выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

Таблица 34 – Выбор коэффициентов трансформации ТТ

Параметр	Формула	Результаты	
		ВН	НН
Первичный номинальный ток, А	$I_{перв} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U}$	$I_1=165 \text{ A}$	$I_3=1039 \text{ A}$
Схема соединения ТТ		Δ	Y
Коэффициент схемы	K_{cx}	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	$n_{уст}$	$\frac{300}{5}$	$\frac{1500}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{втор} = I_{перв} \cdot \frac{K_{cx}}{n_{уст}}$	4,763	3,463

Дифференциальную защиту необходимо отстроить:

1) от максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.1} = k_{над} \cdot I_{н.б.маx}, \quad (141)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,3.

$$I_{н.б.маx} = (k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег}) \cdot I_{КЗ.внеш.маx}, \quad (142)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением аperiodических составляющих в токе КЗ, принимается $k_a = 1$;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается $k_{одн} = 1$;

ε – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ($\varepsilon = 0,1$);

$\Delta U_{рег}$ – шаг регулирования ($\Delta U_{рег} = 0,16$);

$I_{КЗ.внеш.маx}$ – максимальный ток трехфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{K3.внеш.маx} = \frac{4446}{220/35} = 707,3 \text{ A}$$

$$I_{н.б.маx} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 707,3 = 183,9 \text{ A}$$

$$I_{с.з.1} = 1,3 \cdot 183,9 = 239 \text{ A}$$

2) от обрыва цепи в самой защите:

$$I_{с.з.2} = k_{над} \cdot I_{ном.ВН}, \quad (143)$$

$$I_{с.з.2} = 1,3 \cdot 165 = 214,5 \text{ A}$$

Производим предварительную проверку по чувствительности, для чего мы должны из двух токов срабатывания выбрать наибольший:

$$k_{\psi} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{с.з.1}}, \quad (144)$$

где $I_{K3}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{3850}{220/35} = 612,5 \text{ A}$$

$$k_{\psi} = \frac{612,5}{239} = 2,56$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2 ($k_{\psi} \geq 2$). В данном случае требуемая чувствительность обеспечивается.

Принимаем ток срабатывания защиты равный 239 А ($I_{с.з.1}$). Ток срабатывания реле рассчитаем по формуле:

$$I_{втор} = I_{с.з.1} \cdot \frac{k_{сх.Δ}}{k_{м.ВН}}, \quad (145)$$

$$I_{\text{втор}} = 239 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{300} = 6,9 \text{ А}$$

Исполнительное реле срабатывает, если магнитодвижущая сила в сердечнике реле равна:

$$F_{\text{min}} = I_{\text{втор}} \cdot W = 100 \text{ А} \cdot \text{витков} \quad (146)$$

Зная это, мы можем определить расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле находилось на грани срабатывания при КЗ в зоне защиты:

$$W_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{min}}}{I_{\text{втор}}}, \quad (147)$$

$$W_{\text{расч}} = \frac{100}{6,9} = 14,49 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков:

$$W_{\text{уст}} = 14 \text{ витков.}$$

Определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле не сработало при внешних КЗ:

$$W_{\text{расч}}^{\wedge\wedge} = \frac{I_{\text{втор.ВН}} \cdot W_{\text{уст}}}{I_{\text{втор.СН}}}, \quad (148)$$

$$W_{\text{расч}}^{\wedge\wedge} = \frac{4,763 \cdot 14}{3,583} = 18,61 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков: $W_{\text{уст}}^{\wedge\wedge} = 19$ витков.

На следующем этапе расчетов производится уточнение значения тока небаланса:

$$I_{\text{н.б.уточ}} = \left| \frac{W_{\text{расч}}^{\wedge\wedge} - W_{\text{уст}}^{\wedge\wedge}}{W_{\text{расч}}^{\wedge\wedge}} \right| \cdot I_{\text{КЗ.внеш.мах}}, \quad (149)$$

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{18,61-19}{18,61} \right| \cdot 707,3 = 14,823 \text{ A.}$$

Теперь найдем максимальное уточненное значение тока небаланса путем сложения двух его составляющих:

$$I_{н.б.маx.уточ} = I_{н.б.уточ} + I_{н.б.маx}, \quad (150)$$

$$I_{н.б.маx.уточ} = 14,823 + 183,9 = 198,723 \text{ A.}$$

Определяем $I_{с.з.}$, соответствующий принятому к установке числу ВИТКОВ.

$$I_{с.з.} = \frac{F}{W_{уст}} \cdot \frac{k_{т.ВН}}{k_{сх.Δ}}, \quad (151)$$

$$I_{с.з.} = \frac{100}{19} \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 271,456 \text{ A.}$$

Степень отстройки тока срабатывания от тока небаланса должен быть не менее 1,3:

$$k_{отстр} = \frac{I_{с.з.}}{I_{неб}}, \quad (152)$$

$$k_{отстр} = \frac{271,456}{198,723} = 1,366$$

Проверяем защиту по чувствительности, т.к. ток срабатывания защиты изменился:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (153)$$

$$k_{ч} = \frac{612,5}{271,456} = 2,256$$

Коэффициент чувствительности больше 2, что удовлетворяет требованиям.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).
- Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.
- Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.
- Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.
- Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.
- Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон низшего и среднего напряжения (по дискретным входам, объединенным по условию «ИЛИ»). Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.
- Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.
- Одна ступень ненаправленной МТЗ средней стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны среднего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ СН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны СН.

- Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.

- Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Защита от перегрузки

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Устанавливается в трехобмоточных трансформаторах при двухстороннем питании – со стороны основного питания и со стороны обмотки, где питание отсутствует, а при трехстороннем питании – со всех трех сторон [16].

Максимальная токовая защита

Одним из наиболее характерных и четких признаков возникновения коротких замыканий, а также большинства других нарушений нормального режима работы является резкое увеличение тока, который в этих аварийных условиях становится значительно больше тока нагрузки. К максимальной токовой защите подводится через трансформаторы тока ток, проходящий по защищаемому трансформатору. При нормальных значениях тока нагрузки линии защита не действует, но когда ток увеличится и достигнет (или

превысит) заранее установленную величину, защита придет в действие и отключит выключатель.

В трансформаторах, получающих питание с 2х сторон, МТЗ устанавливается на сторонах ВН и СН и подключается, как правило, к трансформаторам тока, встроенным во втулки на сторонах ВН и СН трансформаторов. На стороне СН защита выполнена трехступенчатой и направленной в сторону отходящих линий сети СН. Каждая ступень действует на отключение с двумя выдержками времени: с первой отключается выключатель стороны СН, со второй — все выключатели трансформатора. На стороне ВН при наличии сборных шин или многоугольника защита также выполняется трехступенчатой и направленной в сторону отходящих линий сети ВН, т.е. аналогично защите стороны СН. При наличии на стороне ВН схемы мостика МТЗ от замыканий на землю на стороне ВН выполняется одноступенчатой и ненаправленной.

Токовые органы третьих ступеней земляных защит совместно с реле контроля непереключения фаз образует защиту от неполнофазного режима трансформатора.

При выводе из работы защит шин СН или ВН вводится оперативное ускорение по времени первой (или второй) ступеней защит от замыканий на землю. Защита действует последовательно на разделение систем (секций) шин, отключение выключателя на стороне установки защиты и отключение всех выключателей трансформатора.

Газовая защита

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а также внутрицеховых понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Допускается установка газовой защиты и на трансформаторах от 1 до 4 МВА. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действующего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными [15].

11.4 Выбор и расчёт устройств автоматики

АПВ и АВР

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ.

Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за

исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия t АПВ должно быть не меньше необходимого для полной ионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

На подстанции предусматриваются устройства автоматического ввода резерва (АВР) на секционном выключателе (СВ-10).

Назначением устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения (секции шин), что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;

действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;

не допускать включения резервного источника на КЗ;

исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;

не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

Выбранная защита удовлетворяет всем требованиям, перечисленным выше.

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предусматривается на выключателях всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора)

УРОВ НН действует на отключение выключателей со всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора). Обеспечивает отключение автотрансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа срабатывания выключателя ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором.

УРОВ ВН действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН. УРОВ СН действует как УРОВ НН, если питание со стороны СН не предусмотрено, в противном случае действует как УРОВ ВН, то есть на отключение выключателей системы шин со стороны СН.

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ

сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения. Прием сигналов срабатывания УРОВ ВН фиксируется при длительности сигнала не менее 0,003 с. Может осуществляться автоматическая проверка исправности выключателя, когда при пуске от УРОВ формируется сигнал на отключение «своего» или резервируемого выключателя.

Выбор тока срабатывания УРОВ

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

$$I_{CP.УРОВ.ВН} = 0,05 \cdot I_{НОМ} \quad (154)$$

где $I_{НОМ}$ - номинальный ток присоединения.

$$I_{CP.УРОВ.ВН} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ А};$$

Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ каждого комплекта шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени. Кроме того, необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Величина выдержки времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$T_{CP} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ЗАП} \quad (155)$$

где $t_{\text{откл.в}}$ – наибольшее время отключения выключателя всех сторон. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него. $t_{\text{откл.в}}=0,05$;

$t_{\text{возв.уров}}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{\text{ном}}$ до нуля не более $0,03$ с; $t_{\text{возв.уров}}=0,03$;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным $0,1$ с.

$$T_{\text{ср}} = 0,05 + 0,03 + 0,1 = 0,18 \text{ с};$$

Выбор действия УРОВ на себя

Схема УРОВ каждого присоединения может быть выполнена с повторным действием на отключение «своего» выключателя при пуске УРОВ от защит присоединения, что позволяет исключить излишнее срабатывание УРОВ при нарушении целостности цепи отключения от защит присоединения и исправном состоянии выключателя.

Повторное действие на отключение выключателя производится через выдержку времени «Тсраб. УРОВ на себя» с контролем сигнала от реле тока УРОВ ВН.

В шкафах защиты ШЭ2607 041 эта выдержка времени обозначается «Т УРОВ на себя» и задается в секундах из диапазона от $0,01$ до $0,60$ с шагом $0,01$. По умолчанию принимаем минимальное значение.

$$T_{\text{уров.на.себя}}=0,1 \text{ с};$$

Автоматическое повторное включение

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на

ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраняются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами

ЭДС соединяемых систем. Запуск БАПВ производится при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Требования к АПВ:

- АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами релейной защиты.

- АПВ не должно работать, если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики.

- должна обеспечиваться заданная количество циклов АПВ.

- в схеме должна быть предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ.

Выдержка времени на срабатывания АПВ:

$$t_{АПВ-1} = t_{деионизации} - t_{вкл.Q} + t_{зап.} \quad (156)$$

$$t_{АПВ-1} = t_{гот.выкл-я} + t_{зап.} \quad (157)$$

Также для АПВ определяется время возврата схемы в состояние готовности к работе $t_{АПВ-2} \approx 15 \div 20$ с.

Для линий с двухсторонним питанием применяется НАПВ. Условия применения НАПВ:

$$\frac{I_{уров}}{I_{ном}} \leq \frac{0,625}{X_{d''}} \quad (158)$$

где $I_{уров}$ -уравнительный ток на отдельный генератор при несовпадении фаз.

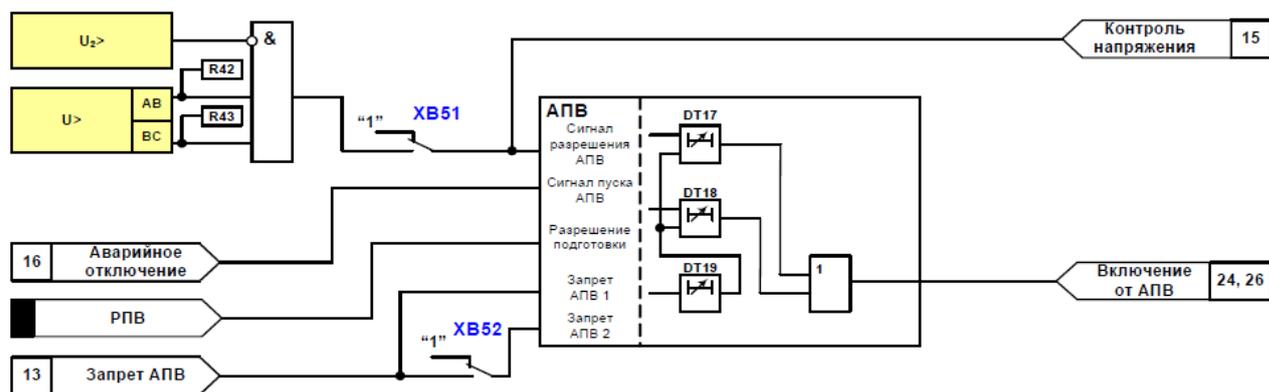


Рисунок 8 – Схема АПВ

Автоматическое включение резервного питания

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

Устройство автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном

режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

Требования к АВР:

- срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине.
- обеспечивать однократность действия.
- схема должна иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключении основного.
- АВР должна иметь минимальное время действия.

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

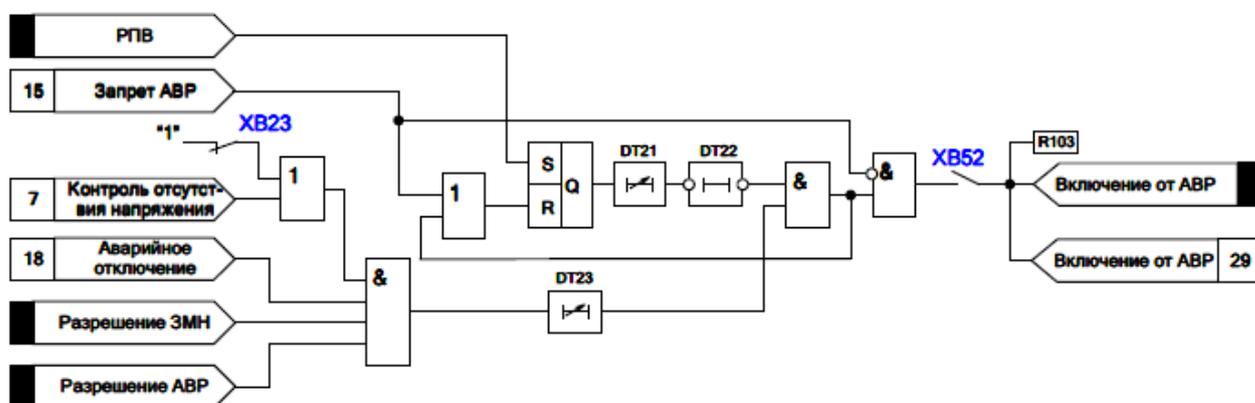


Рисунок 9 – Схема АВР

11.5. Определение емкостного тока замыкания на землю

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. Причины возникновения замыканий на землю в воздушных линиях, и токопроводах многообразны. Они появляются вследствие электрических и механических разрушений изоляции, дефектов в изоляционных конструкциях, их

загрязнения и увлажнения, обрывов проводов и тросов, разрывов токоведущих частей, воздействие грозových и внутренних перенапряжениях.

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением [2]:

$$I_c = 2,7 \cdot U_{ном} \cdot L \cdot m \cdot 10^{-3}, \quad (159)$$

где L - суммарная длина воздушных линий;

m – число проводов в фазе.

Суммарная длина всех фидеров от ПС КС-5 составляет 8,75 км.

$$I_c = 2,7 \cdot 6 \cdot 8,75 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 0,425.$$

Так как рассчитанные значения ёмкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 6кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

12 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ

Под надежностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики [16].

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления t_v , ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч.

Надежность электрической сети после реконструкции определяется расчетом надежности электроснабжения подстанции КС-5.

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности [20]:

- параметр потока отказов, ω ;

- среднее время восстановления, $t_{в}$;
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{пл}$.

Таблица 35 – Показатели надежности элементов

№	Название оборудования	ω , 1/год	$T_{в}$, ч	μ , 1/год
1	2	3	4	5
6	ВЛ КС-5 – Нерюнгринская ГРЭС	0,088	14,3	2,8
7	ВЛ КС-5 – Тында	0,171	14,3	2,8
1,2,5,8,10,9,11	Выключатель ВЭБ-220-50/2500 У1	0,004	25	0,2
12, 13	Секции шин 220кВ	0,013	5	0,166
14, 15	Трансформатор ТДН-10000/220/11	0,025	60	1
	Разъединитель 220 кВ	0,01	7	0,166

Для выключателя ВГТ-220П-40/2500 дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, $\alpha_{эс} = 0,002$;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях, $\alpha_{оп} = 0,002$;
- коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ} = 1/10$;
- число оперативных переключений, $N_{оп}$;
- длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_{\hat{a}}}{8760} \quad (160)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не

резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

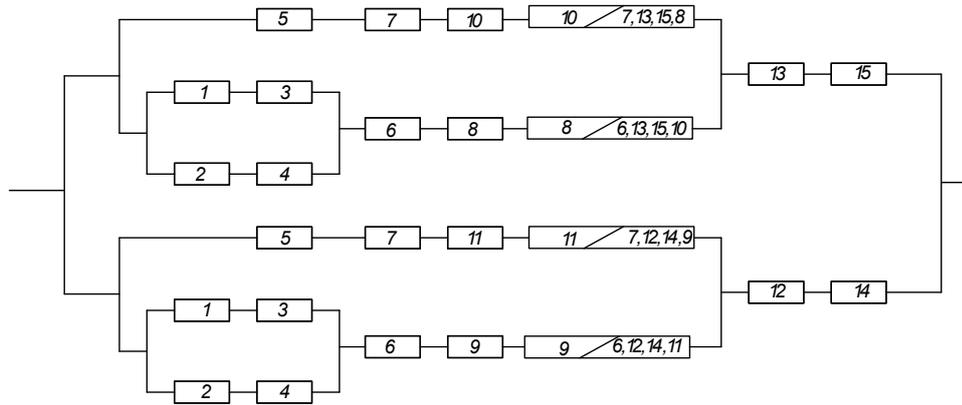


Рисунок 10 – Расчетная схема для оценки надежности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗиА, поэтому для оценки надежности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_B = \omega_{B,ст} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \quad (161)$$

где $\omega_{B,ст}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{B,ст} = \omega_B + 2\omega_p \quad (162)$$

где α – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ, $\alpha = 1$ если АПВ есть, $\alpha = 0$, если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$ – параметр потока отказов элемента присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

$\alpha_{оп} \cdot N_{оп}$ – частота отказов при оперативных переключениях.

Параметр потока отказов для первого выключателя равен:

$$\omega_{B,ст} = \omega_B + 2\omega_p \quad (163)$$

$$\omega_{в.ст} = 0,004 + 2 \cdot 0,01 = 0,024$$

$$\begin{aligned} \omega_1 &= \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) + q_{дист.з} (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) \right) + \\ &+ \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,024 + 0,002 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) + 1,3 \cdot 10^{-3} (0,078 + \right. \\ & \left. 0,091 + 0,088) \right) + 0,002 \cdot 12 = 0,049. \end{aligned}$$

Для выключателя:

$$\begin{aligned} \omega_8 &= \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) + q_{дист.з} (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) \right) + \\ &+ \left(q_{диф.з} + q_{г.з} \right) \cdot \omega_{ат} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,024 + 0,002 \cdot \left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) + \\ &+ 1,3 \cdot 10^{-3} (0,078 + 0,091 + 0,088) + 0,025 \cdot (0,0013 + 0,003) + 0,002 \cdot 12 = 0,049 \end{aligned}$$

где $q_{дист.з}$, $q_{диф.з}$, $q_{г.з}$ – вероятности отказа дистанционной, дифференциальной и газовой защит.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_{в} = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{п} \cdot t_{в.п} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.и} \cdot t_{в.и} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} \quad (164)$$

Для 1 выключателя определим:

$$\begin{aligned} q_1 &= \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{п} \cdot t_{в.п} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot (\omega_{л3} \cdot t_{в.л} + \omega_{л4} \cdot t_{в.л} + \omega_{л6} \cdot t_{в.л}) \times \\ &\times q_{дист.з} (\omega_{л3} \cdot t_{в.л} + \omega_{л4} \cdot t_{в.л} + \omega_{л6} \cdot t_{в.л}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} = 0,004 \cdot 1,26 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \times \\ &\times 1,26 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot \left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) \cdot 1,63 \cdot 10^{-3} + 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot (0,078 + \\ &+ 0,091 + 0,088) \cdot 1,63 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot 12 \cdot 4 \cdot 10^{-4} = 4,065 \cdot 10^{-5}. \end{aligned}$$

Эквивалентирова схему замещения получаем:

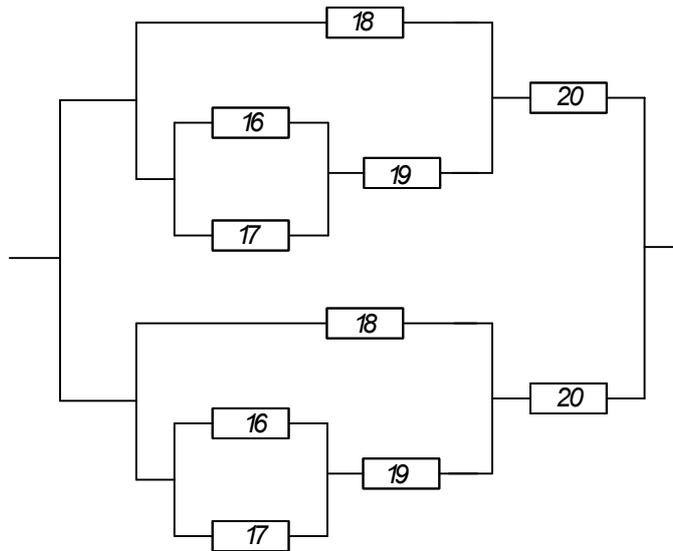


Рисунок 11 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{16} = \omega_1 + \omega_3 = 0,049 + 0,078 = 0,127,$$

$$\omega_{17} = \omega_2 + \omega_4 = 0,049 + 0,091 = 0,14,$$

$$\omega_{18} = \omega_5 + \omega_7 + \omega_{10} = 0,048 + 0,171 + 0,048 = 0,27,$$

$$\omega_{19} = \omega_6 + \omega_8 = 0,088 + 0,049 = 0,137,$$

$$\omega_{20} = \omega_{12} + \omega_{14} = 0,013 + 0,025 = 0,038,$$

$$q_{16} = q_1 + q_3 = 4,07 \cdot 10^{-5} + 1,27 \cdot 10^{-4} = 1,68 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{17} = q_2 + q_4 = 4,07 \cdot 10^{-5} + 1,49 \cdot 10^{-4} = 1,89 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{18} = q_5 + q_7 + q_{10} = 4,03 \cdot 10^{-5} + 2,79 \cdot 10^{-4} + 4,03 \cdot 10^{-5} = 3,6 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{19} = q_6 + q_8 = 1,44 \cdot 10^{-4} + 4,07 \cdot 10^{-4} = 1,84 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{20} = q_{12} + q_{14} = 7,42 \cdot 10^{-6} + 1,71 \cdot 10^{-4} = 1,79 \cdot 10^{-4}$$

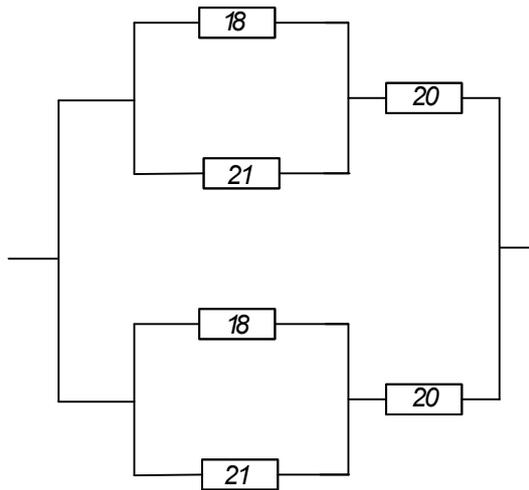


Рисунок 12– Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{21} = \omega_{16} \cdot q_{17} + \omega_{17} \cdot q_{16} + \omega_{19} = 0,127 \cdot 1,89 \cdot 10^{-4} + 0,14 \cdot 1,68 \cdot 10^{-4} + 0,137 = 0,137$$

$$q_{21} = q_{17} \cdot q_{16} + q_{19} = 1,89 \cdot 10^{-4} \cdot 1,68 \cdot 10^{-4} + 1,84 \cdot 10^{-4} = 1,84 \cdot 10^{-4}$$

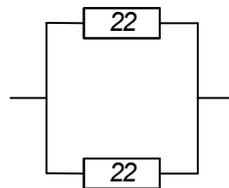


Рисунок 13 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{22} = \omega_{18} \cdot q_{21} + \omega_{21} \cdot q_{18} + \omega_{20} = 0,268 \cdot 1,84 \cdot 10^{-4} + 0,137 \cdot 3,6 \cdot 10^{-4} + 0,038 = 0,038$$

$$q_{22} = q_{18} \cdot q_{21} + q_{20} = 3,6 \cdot 10^{-4} \cdot 1,84 \cdot 10^{-4} + 1,79 \cdot 10^{-4} = 1,79 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потока отказов системы:

$$\omega_c = 2 \cdot \omega_{22} \cdot q_{22} \tag{165}$$

$$\omega_c = 2 \cdot 0,038 \cdot 1,787 \cdot 10^{-4} = 1,36 \cdot 10^{-5}$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_{\bar{n}} = q_{22}^2 = 3,194 \cdot 10^{-8}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_c}{\omega_c} \quad (166)$$

$$t_{\text{вс}} = \frac{3,194 \cdot 10^{-8}}{1,36 \cdot 10^{-5}} = 20,55$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P \cdot p(P) \cdot T \text{ МВт}\cdot\text{ч.} \quad (167)$$

$$W_{\text{нед}} = 140 \cdot 10^3 \cdot 3,194 \cdot 10^{-8} \cdot 8760 = 33 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

13 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Надежность защиты электрических станций и подстанций от грозовых перенапряжений должна быть значительно выше надежности грозозащиты линий электропередачи. Это определяется значительно большим ущербом от грозовых перенапряжений на подстанциях, чем на линиях. Внутренняя изоляция силовых трансформаторов и другого подстанционного оборудования имеет меньшие запасы электрической прочности по сравнению с изоляцией линии и не обладает свойством самовосстановления после погасания дуги грозового перекрытия [28].

Защита оборудования подстанций от прямых ударов молнии обеспечивается стержневыми молниеотводами. Кроме того, необходима защита от волн, возникающих на отходящих от подстанции линиях при ударах молнии в провода или опоры этих линий.

Защита от набегающих волн основана на выборе ОПН или разрядников с подходящими защитными характеристиками, выборе их числа и места установки, а также усилении защиты подходов линий для снижения числа набегающих волн с большой крутизной напряжения на фронте [15].

Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U \geq 500$ кВ

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Рассчитывается зона защиты типа А с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ, так как расчет ведется для ОРУ 220 кВ.

Принимается высоту молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м};$$

Расстояния между молниеотводами:

$$L_{M12} = L_{M56} = 50 \text{ м};$$

$$L_{M23} = L_{M45} = 29,877 \text{ м};$$

$$L_{M34} = 24,069 \text{ м};$$

$$L_{M16} = 46,271 \text{ м}.$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \Psi h, \quad (168)$$

$$h_{эф} = 0,85 \Psi 30 = 25,5 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \Psi h) \Psi h, \quad (169)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \Psi 30) \Psi 30 = 31,2 \text{ м},$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L_m < 2 \cdot h$:

$$r_{C0} = r_0 = 31,2 \text{ м}; \quad (170)$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{с.г} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_m - h), \quad (171)$$

$$h_{c.г.12} = h_{c.г.56} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (50 - 30) = 21,92 \text{ м},$$

$$h_{c.г.23} = h_{c.г.45} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (29,877 - 30) = 25,522 \text{ м};$$

$$h_{c.г.34} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (24,069 - 30) = 26,562 \text{ м},$$

$$h_{c.г.16} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (46,271 - 30) = 22,587 \text{ м},$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \frac{h_m}{h_{эф}} \quad (172)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \frac{16,7}{25,5} = 10,77 \text{ м}$$

где h_m – высота линейного портала

$$h_m = 16,7 \text{ м} – \text{для } 220 \text{ кВ.} \quad (173)$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cз} - h_m}{h_{cз}} \quad (174)$$

$$r_{cx12} = r_{cx56} = 31,2 \cdot \frac{21,92 - 16,7}{12,08} = 7,43 \text{ м},$$

$$r_{cx23} = r_{cx45} = 31,2 \cdot \frac{25,522 - 16,7}{12,08} = 10,78 \text{ м},$$

$$r_{cx34} = 31,2 \cdot \frac{26,562 - 16,7}{12,08} = 11,584 \text{ м},$$

$$r_{cx16} = 31,2 \sqrt{\frac{22,587 - 16,77}{12,08}} = 8,132 \text{ м},$$

Результаты расчёта зон защит молниеотводов сведены в таблицу.

Таблица 36 – Результаты расчёта зон защит молниеотводов

Молниеотводы	l_{m-m}	r_{c0}	r_x	h_{cz}	r_{cx}^{lm}
1-2	50	31,2	10,77	21,92	7,43
2-3	29,877			25,522	10,78
3-4	24,069			26,562	11,584
4-5	29,877			25,522	10,78
5-6	50			21,92	7,43
1-6	46,271			22,587	8,132

Защита подстанции от волн, набегающих с линии электропередачи

Уровень изоляции подстанционного оборудования устанавливается ниже уровня изоляции линии. Поэтому импульсы напряжения образующихся при ударах молнии в линию представляют опасность для подстанционного электрооборудования [27].

Защита изоляции оборудования РУ от набегающих по ВЛ грозовых волн основана на защите подходов воздушных линий к распределительному устройству, на определенной длине, при которой обеспечивается достаточное сглаживание фронта набегающих волн.

На линиях, выполненных на металлических опорах, защищенный подход выполняется снижением сопротивления заземления опор и уменьшения углов защиты тросов. Целью этих мероприятий является уменьшение вероятностей прорыва молнии через тросовую защиту и обратных перекрытий при ударах в опоры в пределах защищенного подхода к подстанции.

Для изоляции силовых трансформаторов допустимое напряжение рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}), \quad (175)$$

где $U_{\text{п.и}}$ – испытательное напряжение при полном импульсе для внутренней изоляции при испытании без возбуждения, $U_{\text{и.э}} = 750$ [1];

$U_{\text{ном}}$ – действующее значение линейного номинального напряжения.

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}) \text{ кВ}. \quad (176)$$

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (750 - 0,5 \cdot 220) = 704 \text{ кВ}.$$

Допустимое значение крутизны для внутренней и внешней изоляции трансформатора определяется из выражения:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ост}} + \frac{2 \cdot a_{\text{доп}} \cdot l}{300} \quad (177)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН, $U_{\text{ост}} = 554$ [1];

l – расстояние от ОПН до трансформатора, $l = 9$ м

$$a_{\text{доп}} = \frac{300 \cdot (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост}})}{2 \cdot l} \text{ кВ/мкс} \quad (178)$$

$$a_{\text{доп}} = \frac{300 \cdot (704 - 554)}{2 \cdot 9} = 475 \text{ кВ/мкс}$$

Длина защищенного подхода, рассчитывается по соотношению:

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau} \quad (179)$$

где $\Delta\tau$ – величина определяющая удлинение фронта набегающего импульса за счет его деформации под действием импульсной короны:

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k} \quad (180)$$

где $h_{\text{пр.ср}}$ – средняя высота подвеса провода, согласно произведенным выше вычислениям $h_{\text{пр.ср}} = 19,97\text{м}$;

k – коэффициент, учитывающий влияние расщепления фазы ВЛ, $\Delta\tau = 1$ при одном проводе в фазе.

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k} \text{ мкс/км.} \quad (181)$$

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot 1000}{19,97} \right) = 0,9 \text{ мкс/км.}$$

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau} \text{ км.} \quad (182)$$

$$l_{\text{з.п}} = \frac{1000}{475 \cdot 0,9} = 2,34 \text{ км.}$$

Длина защищенного подхода составляет 2,34 км.

Определение параметров контура заземления

1) По заданному составу грунта используя (РД таблица П 15.1) определим удельное сопротивление каждого слоя.

- для первого слоя грунта:

$$\rho_1 = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

-для второго слоя грунта:

$$\rho_2 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

2) Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из публичной кадастровой карты.

$$A = 184 \text{ м}; B = 150 \text{ м}.$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) \text{ м}^2; \quad (183)$$

$$S = (184 + 3) \cdot (150 + 3) = 28611 \text{ м}^2;$$

3) Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, равным $d = 20 \text{ мм}$;

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2; \quad (184)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot t_{ОТКЛ}}{400 \cdot \beta}}; \quad (185)$$

где $t_{ОТКЛ} = 0,15 \text{ с}$ – время срабатывания РЗ;

$\beta = 21$ - коэффициент термической стойкости (для стали).

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60000^2 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 314,159 \text{ мм}^2;$$

4) Проверяем сечения прутка по коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (186)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k; \quad (187)$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 - 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,668.$$

где $T = 240 \text{ мес}$ - время использования заземлителя – 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта соответственно равны 0,0026; 0,00915; 0,0104; 0,0224.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (188)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (12 + 0,668) = 26,57 \text{ мм}^2;$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.}; \quad (189)$$

$$F_{КОР} + F_{Т.С.} = 26,57 + 253,546 = 280,11 \text{ мм}^2;$$

$314,159 \geq 280,11$ - условие выполняется, следовательно оставляем выбранный диаметр прутка.

5) Для II климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта равна 2 м, глубина заложения верхнего конца вертикального прутка 0,8 м; диаметр вертикального прутка 12 мм, длина 5 м.

6) Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{II-II} = 9$ м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_T = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{II-II}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{II-II}}; \quad (190)$$

$$L_T = (184 + 3) \cdot \frac{(150 + 3)}{9} + (150 + 3) \cdot \frac{(184 + 3)}{9} = 9367 \text{ м.}$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$n_T(A) = \frac{A + 3}{l_{nn}}; \quad (191)$$

$$n_T(A) = \frac{184 + 3}{9} = 31,167;$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$n_r(B) = \frac{B+3}{l_m}; \quad (192)$$

$$n_r(B) = \frac{150+3}{9} = 25,5;$$

Общее количество горизонтальных полос:

$$n_z = n_z(A) + n_z(B); \quad (193)$$

$$n_z = 31,617 + 25,5 = 56,667;$$

Принимаем 57.

7) Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:

$l_B = 5$ м - длина вертикального электрода;

$a = 12$ м - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (194)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{28611}}{12} = 56,383;$$

Принимаем $n_B = 56$.

8) Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + n_B \cdot l_B} \right), \quad (195)$$

где A - коэффициент подобия, принимается по ЭТС (с.303) для принятой длины вертикальных электродов 5 м и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{28611}} = 0,03;$$

Принимаем $A=0,4$.

9) Определяем стационарные сопротивления заземлителя:

$$R_{C1} = 50 \cdot \left(\frac{0,4}{169,15} + \frac{1}{9367 + 56 \cdot 5} \right) = 0,12 \text{ Ом};$$

10) Находим импульсные коэффициенты:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (196)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 169,15}{(50 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,556$$

11) Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_C \cdot \alpha_u; \quad (197)$$

$$R_{u1} = 0,12 \cdot 2,556 = 0,307 \text{ Ом}$$

Общее импульсное сопротивление:

$$R_{u.об} = R_{u1} + R_{u2}, \quad (198)$$

$$R_{u.об} = 0,307 + 0,19 = 0,497 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0.5 Ом. Так как $0,497 < 0.5$, то делаем вывод о том, что тип заземлителя подобран правильно.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

14.1 Безопасность

В этом подразделе рассмотрены факторы производственной среды, воздействующие на электротехнический персонал.

Электрический ток

Одним из опасных производственных факторов для электротехнического персонала, обслуживающего электроустановки является наличие напряжения. А, как известно человек не способен благодаря своим органам чувств определить находится токопровод под напряжением или нет.

Электрический ток проходя через организм человека, производит термическое, электролитическое и механическое (динамическое) действия, являющиеся обычными физико-химическими процессами, присущими как живой, так и неживой материи; одновременно электрический ток производит и биологическое действие, которое является специфическим процессом, свойственным лишь живой ткани.

Основной поражающий фактор электрического тока – сила тока, проходящего через тело человека. Переменный ток частотой 50 Гц и силой 0,5...1,5 мА вызывает при прохождении через организм ощутимые раздражения в виде слабого "зуда" и легких покалываний. Указанные значения тока – это граница, или порог, с которого начинается область ощутимых токов, поэтому ток, являющийся наименее ощутимым, называют пороговым ощутимым током.

Электрический ток, вызывающий при прохождении через организм непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник, называют неотпускающим током, а его наименьшее значение – пороговым неотпускающим током. Значения пороговых неотпускающих токов у разных людей неодинаковы. Они различны также для мужчин, женщин, детей и в среднем при частоте тока 50 Гц равны соответственно 16, 11 и 8 мА. При их превышении действие тока распространяется на мышцы

туловища, затрудняя дыхание и работу сердца, что приводит к потере сознания через некоторое время.

Прохождение тока через организм может вызвать фибрилляцию сердца хаотические одновременные сокращения волокон сердечной мышцы (фибрилл), при которых прекращается кровообращение. Наименьшее значение такого тока (100 мА при частоте 50 Гц) называют пороговым фибрилляционным током.

Электромагнитное поле промышленной частоты и сопутствующие факторы

ВЛ создают в окружающем пространстве электрическое поле, напряженность которого снижается по мере удаления от ВЛ. Электрическое поле вблизи ВЛ может оказывать вредное воздействие на человека.

Выполнение работ под напряжением с непосредственным касанием токоведущих частей ВЛ 220кВ сопряжено с действием на организм работающего следующих неблагоприятных факторов:

- электрического и магнитного полей частотой 50 Гц;
- электромагнитного излучения, обусловленные коронным разрядом (электромагнитные поля радиочастот);
- аэроионизация воздуха;
- оксиды азота и озон.

Основным фактором, воздействующим на человека, является электрическое поле. Напряженность электрического поля на теле человека может достигать 2000 кВ/м, что значительно превышает нормативное значение 75 кВ/м. Факторами, сопровождающими электрическое поле, являются емкостный и импульсный токи. Емкостный ток, постоянно проходящий через тело человека, может достигать 4,5 мА при норме 0,06 мА; импульсный ток возникает в момент касания токоведущих частей или предметов, имеющих "плавающий" потенциал. Его опасность характеризуется зарядом, пропорциональным емкостному току, проходящему через тело человека.

Значение напряженности магнитного поля, воздействующего на тело работающего, составляет 1 – 0,2 кА/м, что значительно ниже нормативного – 3,2 кА/м. Кисть руки человека при касании провода оказывается в магнитном поле, достигающем на внутренней стороне ладони напряженности 5 кА/м, если линия работает в режиме передачи номинальной мощности; согласно ПДУ для локального воздействия магнитного поля (5,2 кА/м) продолжительность пребывания человека под потенциалом провода по этому фактору допускается в течение 4 ч.

При длительном пребывании человека в электромагнитном поле могут возникнуть неблагоприятные физиологические изменения, связанные с воздействием на нервную и сердечно-сосудистую систему (изменения давления, пульса, аритмия и т.д). Эти явления исчезают через некоторое время после прекращения воздействия электромагнитного поля.

Акустический шум

Воздействие шума на организм человека вызывает негативные изменения, прежде всего в органах слуха, нервной и сердечно-сосудистой системах. Степень выраженности этих изменений зависит от параметров шума, стажа работы в условиях воздействия шума, длительности действия шума в течение рабочего дня, индивидуальной чувствительности организма.

Помимо действия шума на органы слуха установлено его вредное влияние на многие органы и системы организма, в первую очередь на центральную нервную систему, функциональные изменения в которой происходят раньше, чем диагностируется нарушение слуховой чувствительности. Поражение нервной системы под действием шума сопровождается раздражительностью, ослаблением памяти, апатией, подавленным настроением, изменением кожной чувствительности и другими нарушениями, в частности замедляется скорость психических реакций, наступает расстройство сна и т. д.

Для оценки негативного для человека воздействия шума одним параметром пользуются шкалой, которая определяет шум по четырем

различным частотным характеристикам и вносит поправки на другие воздействия. Эта шкала обозначается буквой А и записывается как дБА. Уровень шума на рабочих местах ВЛ до 220 кВ не превышает 78,0 дБа [15], что ниже ПДУ (80 дБА) [15] для восьмичасового рабочего дня. В связи с этим меры по ограничению воздействия шума не нужны.

Рекомендации по обеспечению безопасности

Мероприятия по защите от поражения электрическим током

Все существующие мероприятия, обеспечивающие безопасность использования электроэнергии, можно условно разделить на три группы.

Организационные мероприятия:

- правильный подбор персонала, обслуживающего электроустановки;
- обучение правилам безопасности при обслуживании электроустановок;
- назначение ответственных за электрохозяйство лиц;
- контроль за правильностью устройства электропроводок и установкой электрооборудования в соответствии с ПУЭ;
- проведение периодических осмотров, измерений и испытаний электрооборудования (в сухих помещениях – 1 раз в два года, в сырых – ежегодно, при этом сопротивление рабочей изоляции проводов, кабелей и электрооборудования в процессе эксплуатации не должно быть менее 0,5 и 2 МОм для двойной или усиленной изоляции), а в случае несоответствия предъявляемым требованиям – его ремонта;
- контроль за надежностью средств индивидуальной защиты от поражения электрическим током.

Технические мероприятия:

- применение устройств (предохранителей, отключающих реле и т. п.) защиты электроустановок и сетей от перегрузок, а также токов коротких замыканий;
- защиту людей и животных от прикосновения к токоведущим частям оборудования посредством применения глухого ограждения высоковольтного

оборудования и размещения его в отдельных зданиях, изоляции токоведущих частей электрооборудования, установки защитных ограждений, расположения электроприборов на недоступной для людей и животных (более 2 м) высоте;

– защита от поражения электрическим током при переходе напряжения на металлические корпуса электроустановок; устройство защитного заземления; зануление электроустановок в сетях с глухо-заземленной нейтралью; применение защитного отключения; выравнивание потенциалов электрооборудования и земли в местах нахождения людей и животных; изоляция электроустановок и электродвигателей от корпусов рабочих машин; применение диэлектрических настилов и изолирующих площадок.

Применение индивидуальных электротехнических средств. Их подразделяют на основные и дополнительные изолирующие защитные средства, а также на вспомогательные приспособления.

Основные изолирующие защитные средства имеют изоляцию, способную длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановки, обеспечивая безопасность человека при контакте с токоведущими частями. В электроустановках с напряжением свыше 1000 В к таким средствам относят – изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения.

Дополнительные защитные средства не могут самостоятельно защитить человека от поражения электрическим током, но при совместном использовании они усиливают изолирующее действие основных защитных средств. К дополнительным средствам защиты при работе в электроустановках свыше 1000 В – диэлектрические перчатки, боты и коврики, а также диэлектрические основания.

Меры защиты обслуживающего персонала от воздействия электрического поля.

Основным средством защиты электромонтеров, работающих под потенциалом проводов, являются индивидуальные экранирующие комплекты (это характерно для ЭУ 330 кВ и выше). Экранирующие комплекты (ЭК)

должны обеспечивать защиту работающих под потенциалом провода от электрического поля и сопутствующих факторов (емкостного и импульсного тока), электромагнитного поля, снижая уровни указанных факторов до допустимых значений [13].

Экранирующий комплект включает следующие элементы: куртку с капюшоном, полукомбинезон, накасник, экран для лица, экранирующие перчатки, экранирующие носки, экранирующую обувь (кожаные ботинки, резиновые сапоги, резиновые галоши (на валенки)).

Допустимое время непрерывной работы в ЭК в летних условиях определяется в зависимости от температуры окружающего воздуха:

Таблица 37 – Допустимое время непрерывной работы в ЭК в летних условиях

Температура окружающего воздуха °С	До 25	30	35	42
Допустимое время работы в ЭК; ч	Не ограничивается	3	1,5	1

При температуре окружающего воздуха выше 42°С применение комплектов не рекомендуется.

При организации работ под напряжением предприятиям электрических сетей необходимо предусматривать технические, лечебно-профилактические и оздоровительные мероприятия по охране труда.

Технические мероприятия должны предусматривать:

- ограничение продолжительности пребывания одного и того же лица в течение рабочего дня под потенциалом проводов четыремя часами на ВЛ 220; с этой целью должно быть предусмотрено чередование работающих под потенциалом провода и на потенциале земли (траверсе, стойке опоры);
- проведение работ под напряжением по возможности в период минимальной загрузки ВЛ;
- размещение электромонтера, работающего под потенциалом провода с наветренной стороны;
- ограничение длительности непосредственного касания человеком провода, определяемое технологией проведения работ;

– быстрый перенос потенциала для обеспечения минимальной продолжительности искрового разряда.

Правила работ на опорах и с опорами

Работы по замене элементов опор, монтажу и демонтажу опор и проводов, замене гирлянд изоляторов ВЛ должны выполняться в соответствии с Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок [16].

14.2 Экологичность

Воздействие электрического поля создаваемого воздушными линиями электропередачи на население

Согласно дипломному проекту планируется строительство линии электропередачи 220 кВ. Защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ, удовлетворяющих требованиям Правил устройства электроустановок и Правил охраны высоковольтных электрических сетей, не требуется [16].

Воздействие шума на окружающую среду

При своей работе линии электропередачи создают акустические шумы, влияющие на экологическую обстановку. Шум имеется при любой погоде, но особенно он усиливается при дожде. Шум вызывается коронным разрядом на проводах.

По своим характеристикам шум от линии электропередачи может быть отнесен к широкополосным шумам с непрерывным спектром шириной полосы более одной октавы, чистые тона спектра при этом в отдельности не учитываются. По временной характеристике его можно отнести к непостоянным шумам с интенсивностью L , колеблющейся по времени.

Шумы от высоковольтной линии электропередачи изменяются в течение года в зависимости от погоды: наличия осадков, тумана, высокой влажности воздуха и др. Максимально возможные шумы от короны возникают в сильный дождь.

В дневное время на границе полосы отчуждения (100 м) допустимы более высокие уровни шума от короны линии, чем ночью. Нормируемые допустимые уровни шума для дневных часов – 55 дБА, а для ночных – 45 дБА. Допускаются некоторые усреднения нормативных параметров за годовой период, что приводит к отклонениям в значении на 2-3 дБА. Данная величина может быть использована в качестве критерия при проектировании линии электропередачи, причем сравниваться она должна с фактическим среднегодовым эквивалентным уровнем звука с учетом всех видов плохой погоды, который возникнет на проектируемой линии при ее эксплуатации. Проверим возможность прокладки ВЛ 220кВ вблизи жилых зданий, для которых допустимый уровень шума составляет 45 дБА.

Расчет шума создаваемого ВЛ.

Определим границу санитарной защитной зоны ВЛ по шуму для случая ее прохождения вблизи территории селитебной (жилой) зоны.

Уровень звука, создаваемый одной фазой ВЛ, определяется по формуле:

$$L_A = 16 + 1,14 \cdot E_{\max} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n - 10 \lg r, \text{ ДБА} \quad (199)$$

Уровень звука, создаваемый числом фаз, равным n_ϕ :

$$L_{AE} = L_A + 10 \cdot \lg n_\phi, \text{ ДБА} \quad (200)$$

где n_ϕ - количество фаз.

Максимальная напряженность E_{\max} :

$$E_{\max} = K_y \cdot E_{\text{cp}}, \text{ кВ / см} \quad (201)$$

где K_y - коэффициент, учитывающий усиление напряженности электрического поля вследствие влияния зарядов на составных проводах расщепленной фазы;

E_{cp} - средняя рабочая напряженность электрического поля на поверхности проводов расщепленной фазы, кВ/см;

Коэффициент K_y определяется по формуле:

$$K_y = 1 + (n - 1) \cdot \frac{r_0}{r_p} \quad (202)$$

где r_0 - радиус провода, для АС-300 $r_0 = 2,4$ см;

r_p - радиус расщепленной фазы, см.

Радиус r_p определяется из следующего выражения:

$$r_p = D \cdot \frac{\sqrt{3}}{3} = \frac{D}{\sqrt{3}} \quad (203)$$

где D – шаг расщепления, см;

Средняя напряженность E_{cp} :

$$E_{cp} = \frac{u_\phi}{n \cdot r_0 \cdot \ln\left(\frac{S}{r_\Omega}\right)}, \text{ кВ / см} \quad (204)$$

где u_ϕ - фазное напряжение, кВ;

S – среднее геометрическое расстояние, см;

r_Ω - эквивалентный радиус:

$$r_\Omega = \sqrt[n]{n \cdot r_0 \cdot r_p^{n-1}}, \text{ см} \quad (205)$$

Среднегеометрическое расстояние между фазами определяем по формуле:

$$S = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{AC}} \quad (206)$$

$$S = \sqrt[3]{9,85 \cdot 10 \cdot 7} = 8,834$$

где D_{AB} , D_{BC} , D_{AC} – расстояние между фазами [20]/

Так как провод не расщеплен то $K_y = 1$.

$$E_{cp} = \frac{u_{\phi}}{n \cdot r_0 \cdot \ln\left(\frac{S}{r_3}\right)} \quad (207)$$

$$E_{cp} = \frac{127}{1 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot \ln\left(\frac{8,834 \cdot 100}{2,4}\right)} = 8,96 \text{ кВ / см}$$

$$E_{max} = K_y \cdot E_{cp} \quad (208)$$

$$E_{max} = 1 \cdot 8,96 = 8,96 \text{ кВ / см}$$

Найдем минимальное расстояние r :

$$L_A = 16 + 1,14 \cdot E_{max} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n - 10 \lg r + 10 \cdot \lg n_{\delta}$$

$$10 \cdot \lg r = 16 + 1,14 \cdot E_{max} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n + 10 \cdot \lg n_{\delta} - L_A$$

$$r = 10^{0,1 \cdot (16 + 1,14 \cdot E_{max} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n + 10 \cdot \lg n_{\delta} - L_A)} \quad (209)$$

$$r = 10^{0,1 \cdot (16 + 1,14 \cdot 8,96 + 9 \cdot 2,4 + 15 \cdot \lg 1 + 10 \cdot \lg 3 - 45)} = 5,73 \text{ м}$$

где $L_A = \text{ПДУ}(23^{00} - 7^{00})$, $\text{ПДУ}_{L_A} = 45 \text{ ДБА}$.

Как видно из результатов расчета минимальное расстояние соответствующее границе санитарной защитной зоны ВЛ по шуму, не превышает расстояний от ВЛ до территории жилой застройки.

Отчуждение земель при строительстве ВЛ

Площади земли, отводимые в постоянное пользование, определяются в соответствии с нормами отвода земель [4]. В постоянное пользование

передаются только площади, занимаемые опорами с учетом полосы земли вокруг каждой опоры шириной 1,5 м для сельхозугодий, а для остальных – 1 м., и территории подстанций.

Для линий электропередачи, проходящих вне населенных пунктов, Правилами охраны электрических сетей установлено понятие "охранная зона". Земельные участки, входящие в охранную зону, не изымаются у землепользователей. В пределах этой зоны запрещается производство каких-либо работ, за исключением сельскохозяйственных, без согласования с организацией, эксплуатирующей линии.

Ширина охранной зоны зависит от напряжения ВЛ. Охранная зона вдоль воздушных линий электропередачи устанавливается в виде воздушного пространства над землей, ограниченного параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии на расстоянии от крайних проводов по горизонтали, для $U_{ном}=220$ кВ расстояние равно 25 м.

Входящие в охранные зоны земельные участки используются для сельскохозяйственных нужд при условии строгого соблюдения Правил охраны.

В целях защиты населения от вредного воздействия электрического поля ВЛ сверхвысокого напряжения (СВН) вдоль них устанавливаются санитарно-защитные зоны, ширина которых практически совпадает с шириной охранных зон. В санитарно-защитных зонах ВЛ СВН рекомендуется выращивать сельскохозяйственные культуры, не требующие ручной обработки.

Для ВЛ, проходящих через лесные массивы, прорубаются просеки. Для ВЛ напряжением 220 кВ и ниже, проходящих по ценным лесным массивам, ширина просеки предусматривается такой, чтобы расстояния по горизонтали от проводов (при их наибольшем отклонении) до кроны деревьев составляло 3-5 м. Во всех остальных случаях для этих ВЛ ширина просеки принимается равной сумме расстояния между крайними проводами линии и удвоенного расстояния от крайних проводов до лесного массива (последнее обычно принимается равным высоте деревьев основного лесного массива).

14.3 Чрезвычайные ситуации

Причины возникновения чрезвычайных ситуаций

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

Тушение возгорания

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [2].

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

Ликвидацию возгорания в кабельных шахтах или каналах можно производить затоплением их водой, предварительно заземлив ствол пожарного рукава и находясь при этом в диэлектрических ботах и перчатках.

Тушение электроустановок под напряжением с применением ручных стволов должно осуществляться при условии:

- применения эффективных способов и приемов подачи огнетушащих веществ в зону горения;
- соблюдении электробезопасных расстояний от электроустановок, находящихся под напряжением, до пожарных, работающих с ручными пожарными стволами;
- применения индивидуальных изолирующих электрозащитных средств (ИИЭС) при тушении пожаров электроустановок без снятия напряжения;

Методы тушения пожара различаются для электроустановок напряжением до и свыше 1 кВ.

Запрещается тушение электроустановок:

- напряжением свыше 0.4 кВ без их отключения и заземления;

– до 0,4 кВ, находящихся под напряжением, всеми видами пенных огнетушителей (т.к. пена и раствор электропроводны).

Тушение электроустановок напряжением до 0,38 кВ необходимо производить, как правило, после их отключения, а при невозможности их быстрого отключения с применением углекислотных, порошковых или хладоновых огнетушителей [14].

Таблица 38 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением

Напряжение, кВ	Тип огнетушителя
До 0,38	Хладоновые
До 1,0	Порошковые
До 10,0	СО ₂ - огнетушители

При пользовании углекислотными огнетушителями необходимо:

- защитить руки от обморожения;
- держать их вертикально и не переворачивать вниз головкой;
- не приближаться на расстояние менее 1 м к кабелям, проводам и аппаратуре;
- не удаляться от места горения на расстояние более 2 м;
- проветривать помещения для исключения отравления углекислотой.

Противопожарная профилактика

Уровень пожарной безопасности на ПС контролируется пожарно-технической комиссией (ПТК) предприятия ПМЭС в соответствии с годовым планом работы. По результатам работы ПТК разрабатываются мероприятия по совершенствованию пожарной безопасности на ПС.

Противопожарная безопасность электрооборудования обеспечивается при его исправном состоянии и соблюдении допустимых режимов работы. Устройства молниезащиты и заземления должны соответствовать ПУЭ и Нормам испытания оборудования.

Дороги и проезды должны находиться в исправном состоянии, очищены от снега для беспрепятственного проезда пожарной техники в любое время года.

Маслоприемные устройства трансформаторов должны быть в исправном состоянии.

Гравий необходимо промывать не реже 1 раза в год, а в твердых отложениях от масла заменять. Маслоприемные емкости необходимо проверять и опорожнять после обильных дождей, таяния снега, опробования систем пожаротушения и тушения возгорания.

Места прохода труб и кабелей через перегородки помещений или в полу, а также вводы в шкафы должны быть уплотнены негоряемыми материалами, обеспечивающими теплоотдачу при прохождении по ним рабочих токов.

На территории ПС необходимо регулярно скашивать и вывозить траву.

В зданиях ОПУ, мастерской при входе (внутри) должны быть вывешены планы эвакуации людей при возгорании и таблички с ФИО и должностью лиц, ответственных за пожарную безопасность.

Местонахождение первичных средств пожаротушения должно указываться знаками по ГОСТ на видных местах, а состав их должен соответствовать требованиям ПБ для данного помещения.

Переносные огнетушители должны быть пронумерованы и опломбированы и размещаться на высоте не более 1,5 м до нижнего торца огнетушителя. Огнетушители всех типов с наступлением морозов должны переноситься в теплое помещение с установкой знаков с указанием нового местонахождения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается хранить при температуре не ниже -20°C .

15 ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ, ТЕЛЕМЕХАНИКА И СРЕДСТВА СВЯЗИ, УЧЁТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем (далее - управление электроэнергетическим режимом энергосистемы).

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу [10].

Вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления является организация, зона диспетчерской ответственности которой включает зоны диспетчерской ответственности иных субъектов оперативно-диспетчерского управления, являющихся нижестоящими по отношению к данной организации и осуществляющих деятельность на основании договоров с данной организацией. Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления вправе давать соответствующим нижестоящим субъектам оперативно-диспетчерского управления обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

В пределах Единой энергетической системы России вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления по отношению к другим субъектам оперативно-диспетчерского управления выступает системный оператор.

Территории в пределах Единой энергетической системы России, в которых на дату вступления в силу настоящих Правил оперативно-диспетчерское управление осуществлялось акционерными обществами энергетики и электрификации (их дочерними или зависимыми обществами или правопреемниками в части осуществления управления технологическими режимами работы принадлежащих иным лицам объектов электроэнергетики), в уставном капитале которых доля Российского акционерного общества "ЕЭС России" на указанную дату составляла менее 25 процентов, являются зонами диспетчерской ответственности соответствующих акционерных обществ энергетики и электрификации (их дочерних или зависимых обществ или правопреемников).

Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в зоне своей диспетчерской ответственности через один или несколько диспетчерских центров, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

В случае если субъект оперативно-диспетчерского управления имеет только один диспетчерский центр, то закрепленная за ним операционная зона должна совпадать с зоной диспетчерской ответственности субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет в зоне своей диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность. При этом в качестве вышестоящих диспетчерских центров определяются диспетчерские центры, в операционные зоны которых входят операционные зоны иных диспетчерских центров, являющихся нижестоящими по отношению к данным диспетчерским центрам [19].

Вышестоящие диспетчерские центры вправе давать соответствующим

нижестоящим диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления обязан определить для каждого из нижестоящих субъектов оперативно-диспетчерского управления диспетчерский центр, уполномоченный давать их диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан:

обеспечить каждый диспетчерский центр оборудованием и помещениями, необходимыми для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствующей операционной зоне;

обеспечить каждый диспетчерский центр резервными помещениями и оборудованием, необходимыми для осуществления функций диспетчерского центра в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, либо установить порядок передачи функций одним диспетчерским центром другому в указанных случаях;

обеспечить каждый диспетчерский центр основным и резервным каналами связи с другими диспетчерскими центрами для передачи диспетчерских команд и информации, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой обязан обеспечить работу основного и резервного каналов связи с соответствующим диспетчерским центром для передачи диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов электроэнергетики, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

В каждом диспетчерском центре определяются работники (диспетчеры), уполномоченные давать диспетчерские команды по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Диспетчерские центры при осуществлении своих функций действуют от имени того субъекта оперативно-диспетчерского управления, структурными подразделениями которого они являются.

Диспетчеры дают диспетчерские команды от имени диспетчерского центра.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой определяет работников (дежурных работников), уполномоченных на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки:

мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию;

переключений, пусков и отключений в соответствии с установленным настоящими Правилами порядком;

локализации технологических нарушений и восстановления технологического режима работы;

подготовки к проведению ремонта.

В случае если устройства управления технологическими режимами работы объекта электроэнергетики находятся непосредственно в диспетчерском центре, то соответствующие функции по управлению технологическими режимами выполняет диспетчер этого диспетчерского центра.

На объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, виды которых определяются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления), субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которым принадлежат указанные объекты и установки, организуют круглосуточное дежурство.

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы

осуществляется посредством диспетчерских команд и распоряжений, а также в случаях, устанавливаемых настоящими Правилами, - путем выдачи разрешений.

Диспетчерская команда дается диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Диспетчерское распоряжение дается вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой [29].

Каждая диспетчерская команда регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

время, когда дается команда;

требуемое время исполнения команды, если команда касается изменения нагрузки генераторов тепловых электрических станций или энергопринимающих установок потребителей с управляемой нагрузкой;

фамилия, инициалы и должность лица, давшего команду;

фамилия, инициалы и должность лица, которому адресована команда;

содержание команды;

наличие подтверждения получения команды.

Регистрация диспетчерской команды осуществляется при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих

обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиты от изменений после регистрации. Системный оператор по согласованию с администратором торговой системы оптового рынка устанавливает порядок и сроки хранения зарегистрированных сведений.

Информация о диспетчерских командах, данных участникам оптового рынка электрической энергии (мощности), предоставляется администратору торговой системы и участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) в порядке, предусмотренном договором присоединения к торговой системе оптового рынка.

Каждый диспетчерский центр составляет перечень объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, в отношении которых он осуществляет диспетчерское ведение или диспетчерское управление (далее - объекты диспетчеризации).

Информация о включении объектов диспетчеризации в указанный перечень доводится в письменном виде до сведения соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, которым принадлежат объекты диспетчеризации, а также до сведения иных диспетчерских центров.

Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем (далее - управление электроэнергетическим режимом энергосистемы) [30].

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может

осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу.

В перечень объектов диспетчеризации включаются объекты, находящиеся в диспетчерском управлении, и объекты, находящиеся в диспетчерском ведении.

Телемеханика – это комплекс оборудования и программного обеспечения, которые обеспечивают возможность приёма и передачи информации, сигналов от различных объектов, а также позволяют управлять оборудованием данных объектов. Телемеханика электроэнергетических объектов, по сути, являющаяся автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП), включает в себя несколько отдельных систем:

- системы автоматического управления (САУ);
- средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ);
- программное обеспечение, служащее для сбора, обработки, хранения и анализа различной информации относительно работы электрического оборудования (SCADA);
- автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ);
- пульты управления, панели с переключающими устройствами, контрольно-измерительными приборами.

Рассмотрим более подробно SCADA системы. Согласно традиционной структуре аппаратных средств АСУ ТП SCADA системы в иерархии программного обеспечения систем промышленной автоматизации находятся на уровнях 2 и 3.

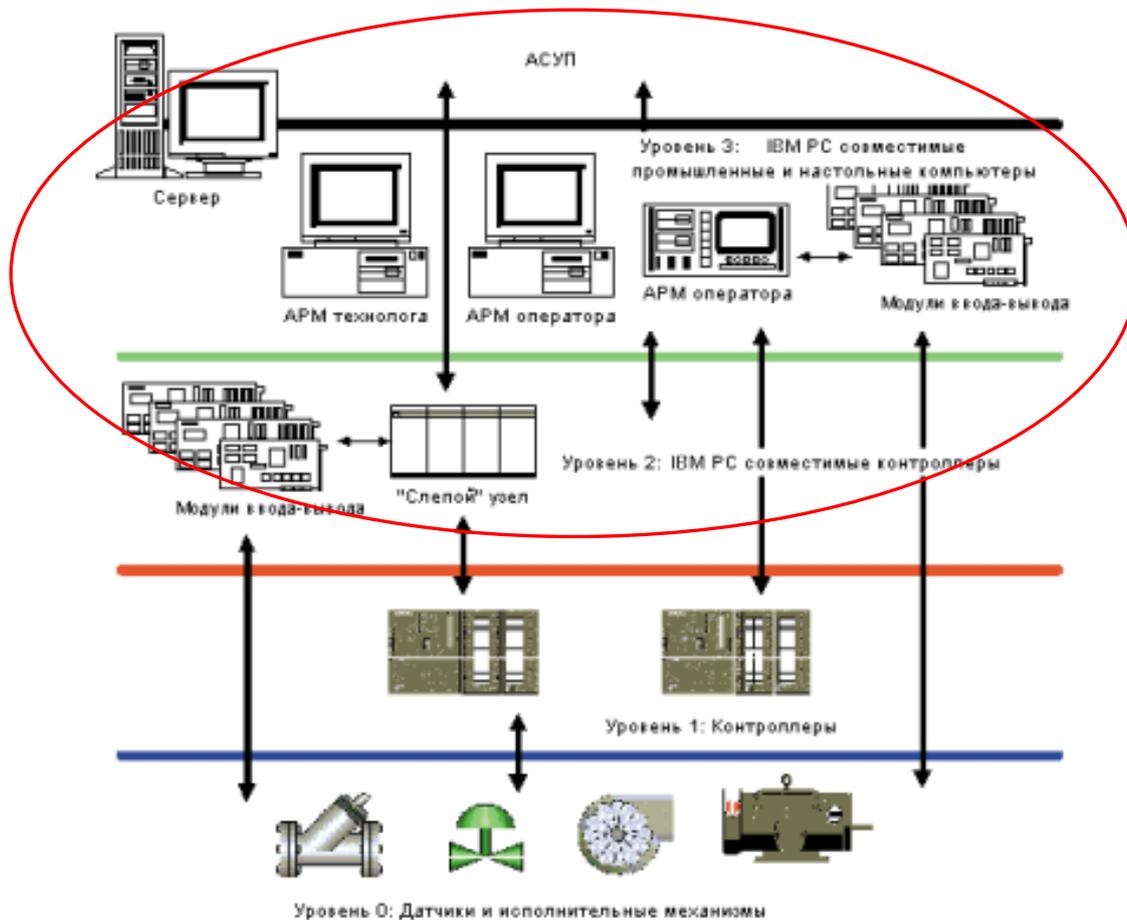


Рисунок 14 – Структура аппаратных средств АСУ ТП

Основные функции SCADA-системы:

1. Прием информации о контролируемых технологических параметрах от контроллеров нижних уровней и датчиков.
2. Сохранение принятой информации в архивах.
3. Вторичная обработка принятой информации.
4. Графическое представление хода технологического процесса, а также принятой и архивной информации в удобной для восприятия форме.
5. Прием команд оператора и передача их в адрес контроллеров нижних уровней и исполнительных механизмов.
6. Оповещение эксплуатационного и обслуживающего персонала об обнаруженных аварийных событиях, связанных с контролируемым технологическим процессом и функционированием программно-аппаратных средств АСУ ТП с регистрацией действий персонала в аварийных ситуациях.
7. Формирование сводок и других отчетных документов на основе

архивной информации.

8. Обмен информацией с автоматизированной системой управления предприятием.

9. Непосредственное автоматическое управление технологическим процессом в соответствии с заданными алгоритмами.

Регистрация событий, связанных с контролируемым технологическим процессом и действиями персонала, ответственного за эксплуатацию и обслуживание системы [21].

Современные SCADA-системы имеют схожие возможности и принципы функционирования, которые позволяют решить типовые задачи, такие как: диспетчерский мониторинг и сбор данных о протекании технологического процесса, управление при наличии четких алгоритмов и полной формализованной модели объекта управления. Однако, в случае, когда объектом мониторинга и управления является сложная динамическая многопараметрическая система, средств, предоставляемых традиционными SCADA-системами, становится недостаточно.

Необходимость в дальнейшем развитии SCADA-систем при управлении сложными техническими объектами и процессами обуславливается непрерывным возрастанием сложности управляемых объектов и процессов с одновременным сокращением времени, отводимого лицам оперативно-диспетчерского персонала на анализ проблемной ситуации, идентификацию возникшего отклонения от нормального (штатного) режима функционирования объекта, поиск возможных корректирующих решений по воздействию на объект, прогнозирование ситуаций, оценку последствий принимаемых решений и, наконец, выдачу команд на отработку необходимых управляющих воздействий.

Этот процесс требует много времени и высокой квалификации для того, чтобы точно и объективно оценить обстановку. При таком большом объеме информации, одновременно обрушивающейся на оператора, могут возникать ошибки. Анализ мирового опыта показывает, что при совершенствовании

технологических процессов и автоматизации процесса принятия решений наиболее перспективным является использование информационных систем, основанных на знаниях, формализуемых в рамках технологии искусственного интеллекта и опыте высококвалифицированных специалистов, накапливаемом в базах знаний экспертных систем.

Концепция систем поддержки принятия и исполнения решений. Актуальной задачей при построении автоматизированных систем реального времени является перенос функций диспетчера по анализу данных, прогнозированию ситуаций и принятию соответствующих решений на компоненты интеллектуальных систем поддержки принятия и исполнения решений (СППИР). Концепция систем поддержки принятия и исполнения решений включает целый ряд средств, объединенных общей целью - способствовать принятию и реализации рациональных и эффективных управленческих решений. СППИР - это диалоговая автоматизированная система, выступающая в качестве интеллектуального посредника, поддерживающего естественно-языковой интерфейс пользователя со SCADA-системой, использующая правила принятия решений и соответствующие модели с базами знаний. Она организует удобный диалог SCADA-системы с пользователем, "ведет" его по этапам анализа информации, распознавания и прогнозирования ситуаций, анализирует параметры технологического процесса, помогает выбрать наилучшие решения в зависимости от возникшей ситуации, реализует их путем выдачи управляющих воздействий, корректируя тем самым ход технологического процесса и оптимизируя его параметры по заданному критерию.

Основными структурными составляющими СППИР являются база знаний и механизм логического вывода. База знаний предназначена для хранения совокупности фактов, закономерностей, отношений (знаний), описывающих проблемную область, и правил, описывающих целесообразные формы структурирования, формализации и преобразования знаний в этой области.

Механизм логического вывода представляет собой совокупность способов применения правил вывода. Используя текущие или промежуточные исходные данные (факты) и знания из базы знаний, формирует последовательность правил, которые, будучи применены к исходным данным (фактам), полученным от SCADA-системы в результате контроля состояния технологического процесса, приводят к решению конкретной задачи диагностики, прогнозирования и регулирования параметров технологического процесса.

Гибкая открытая структура СППИР позволяет расширять функциональные возможности системы и круг задач, решаемых в процессе ее эксплуатации, а также постоянно повышает точность анализа, прогнозирования, планирования, организации, координации и контроля принимаемых решений за счет использования накапливаемого в базе знаний опыта.

Наличие достаточно полных моделей знаний в конкретной предметной области и постоянный контроль тенденции изменения параметров объекта управления обеспечивает диагностику и прогноз его поведения с высокой степенью достоверности и заданной точности. Существенным отличием предлагаемого подхода является то, что СППИР содержит универсальные программные средства, способные перенастраивать систему на другие объекты управления без изменения ядра программ.

Предлагаемая авторами концепция предполагает не просто создание обособленной экспертной системы обработки данных протекания технологического процесса, а интеграцию интеллектуальной СППИР с АСУ ТП на базе SCADA-системы Trace Mode, что существенно расширяет ее возможности, позволяет получить новый эффект от ее использования и удовлетворить возрастающие запросы разработчиков систем управления [29].

Учёт электрической энергии

Правильная организация учета электроэнергии важна потому, что ее производство, передача, распределение и потребление практически совпадает

во времени, и допущенная ошибка в учете электроэнергии не поддается исправлению методом повторного учета электроэнергии. Именно поэтому все установки, вырабатывающие, передающие, распределяющие и потребляющие электроэнергию оборудуются соответствующими приборами учета. В связи с этим возрастает значимость автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) – комплекс технических, программных и организационных решений, позволяющих потребителю вести учет потребления электроэнергии в соответствии с требованиями современных нормативных документов и положений в энергетической отрасли [30].

В связи с образованием новых границ точек поставки электроэнергии наблюдается рост коммерческих потерь, обусловленных плохой организацией учета электроэнергии, морально устаревшим парком средств учета электроэнергии, в новых границах поставки. При отсутствии хищений появляются значительные небалансы электроэнергии по всем структурам рынка электроэнергии. Сложившаяся ситуация только способствует хищениям электроэнергии, так как не позволяет эффективно с ними бороться.

Учет выработанной и израсходованной электроэнергии является важной частью хозяйственной деятельности любого предприятия или промышленного центра и отражает эффективность использования электроэнергии в распределительных сетях.

Учет электропотребления должен быть организован таким образом, чтобы обеспечить: оптимальное количество точек учета; одновременность и точность снятия показаний счетчиков; требуемую точность учета и периодический контроль за его достоверностью; связь между применяемыми на предприятии формами учета; выполнение электроэнергетических балансов активной и реактивной мощности; правильное определение потерь; прямую и обратную связь с технологическим процессом. От того как организован учет, зависит, какая картина электропотребления имеет место: реальная или

искаженная, а также экономичность технологического процесса передачи и распределения электроэнергии.

Очевидно, что все цели и задачи учета базируются на балансах активной и реактивной энергии, причем не только по структурным подразделениям, но и, главное по подстанциям. Следовательно, выполнение электробалансов по подстанциям обеспечивает требуемую точность и эффективность учета и является базой для решения любой из задач учета.

В основном, учет электроэнергии не автоматизирован. Разница во времени между снятием первого и последнего показаний счетчиков составляет от нескольких минут, до нескольких часов [30].

Основные проблемы учета электроэнергии:

- значительный моральный и физический износ счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов;
- отсутствие в ряде случаев приборов коммерческого учета в точках поставки электроэнергии;
- несоответствие условий эксплуатации приборов учета нормативным требованиям;
- недостаточный метрологический контроль и надзор точности измерений;
- преимущественно ручной сбор и регистрация показаний приборов учета.

В настоящее время индукционные счетчики электрической энергии заменяются электронными с более высокой точностью измерений (класс точности - первый) и без механических рабочих элементов. В большинстве случаев в таких счетчиках используются жидкокристаллические индикаторы. Кроме того, электронные счетчики не позволяют использовать неучтенную энергию. Имеются модификации многотарифных счетчиков, которые стимулируют потребление электроэнергии в ночное время, тем самым, улучшая график электрической нагрузки в электросети. Современные

счетчики строятся на базе микропроцессоров с цифровыми выходами и возможностью работы с компьютером.

Стратегический путь совершенствования системы учета электроэнергии – автоматизация учета с последующим подключением к автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) интеллектуальных функций управления электропотреблением, повышения надежности сети за счет создания активного потребителя и интеграция систем учета с элементами Smart Grid.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Южной Якутии в целях реализации проекта «Сила Сибири» производится технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» подстанции 220 кВ КС-5. В работе решена задача подключения новой подстанции 220/10 кВ КС-5 к существующим линиям электропередачи.

В работе были решены следующие задачи:

1. разработана схемы подстанции;
2. произведён расчёт токов короткого замыкания;
3. произведён выбор и проверка элементов сети электроснабжения;
4. произведён расчёт молниезащиты подстанции.

В результате выполнения работы была спроектирована подстанция КС-5 напряжением 220/10кВ, которая позволила произвести электроснабжение компрессорной станции газопровода «Сила Сибири» на территории Южной Якутии. При этом подстанция спроектирована таким образом, чтобы затраты на её сооружение были минимальны, а окупаемость не превышала 5 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С/ Ананичева. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. - 55 с.
- 2 Варфоломеев, Л.П. Элементарная светотехника / Л.П. Варфоломеев - Москва: ООО ТК Световые технологии, 2013. – 288 с.
- 3 Воропай Н.И. «Надёжность систем электроснабжения»: учеб. пособие : рек. УМО / Н. И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2015. - 208 с. : рис. - Библиогр. : с. 189.
- 4 ГОСТ 12.1.003-83 Межгосударственный стандарт. Система безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
- 5 ГОСТ 12.2.024-87 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые маслянные.
- 6 ГОСТ 1.0-2015 Межгосударственная система стандартизации. Основные положения
- 7 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.: ил.
- 8 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 9 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2008. – 168 с.
- 10 Конюхова Е.А. «Электроснабжение объектов»: учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311 . - ISBN 978-5-7695-9707-7 : 784.10 p.

11 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.

12 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

13 Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» НИИСФ - М.: Тяжпромэлектропроект, 2007. - 23 с

14 Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.– 125 с.

15 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 648 с.: ил.

16 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.

17 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.

18 РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Москва: ГНИЭИ им.Кржижановского, 2009 г. – 38 с.

19 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.

20 Ротачева, А.Г. Проектирование устройств релейной защиты. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост.: Ротачева А.Г. -Благовещенск: АмГУ, 2014

21 Савина, Н.В.Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2007 – 229 с.

22 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск

: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211 . - 77.00 р., 77.00 р.

23 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е. Федорова и др.- М.: «Энергоатомиздат», 2009.- 464 с.

24 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.

25 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

26 Судаков, Геннадий Владимирович. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. - 188 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 151 . - 54.00 р., 54.00 р. Прил.: с.153-180

27 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-27,5 кВ РД 34.20.179

28 Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012. – 56 с.

30 Шеховцов В.П. «Расчет и проектирование схем электроснабжения»: метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2014. - 216 с. : рис., табл. - (Профессиональное образование). - Библиогр. : с. 211 . - ISBN 978-5-91134-816-8.

31 « Электроэнергетика. Изоляция» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140203.65, 140204.65, 140205.65, 140211.65 / АмГУ, Эн. ф ; сост. В. В. Соловьев. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 131 с.

32 Электроэнергетика. Производство электроэнергии : учеб.-метод. комплекс для спец. 140204 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. А. Г. Ротачева. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 93 с.

33 https://electric-220.ru/news/raschet_emkostnogo_toka_seti/2016-10-28-1099