

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Лысьвенский филиал федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Факультет: Профессионального образования
Направление подготовки: 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль): Автоматизированный электропривод и
робототехнические комплексы

Допускается к защите
и.о. зав. кафедрой ОНД
_____ К.В. Кондратьева
« ____ » _____ 2026 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему:
**«Модернизация подстанции Ляминского домостроительного комбината
110/6 кВ»**

Студент: Чебыкин Кирилл Александрович _____
(подпись, дата)

Группа: АЭП-21-16з

Состав ВКР:

1. Пояснительная записка на 48 стр.
2. Графическая часть на 3 листах.

Руководитель: _____ Ст. преподаватель кафедры ОНД Н.В Паршонок
(подпись, дата)

Проверено
на наличие

заимствования: _____ канд. экон. наук, доцент, К.В. Кондратьева
(подпись, дата)

Лысьва 2026

АННОТАЦИЯ

Тема дипломного проекта – «Модернизация подстанции Ляминского домостроительного комбината 110/6 кВ».

Дипломный проект изложен на 48 листах, включает 11 таблиц, 29 формул, 15 литературных источников, 3 листа графической части, 8 рисунков.

Ключевые слова: проектирование, элегазовые выключатели, повышение надежности, выбор оборудования, распределительное устройство.

Объектом проектирования (исследования) является понизительная подстанция напряжением 110/6 кВ ЛДСК.

Предмет исследований – высоковольтное оборудование подстанции.

Новизна – установка современного оборудования.

Цель работы – заменить ОД и КЗ 110 кВ на ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1.

В работе рассматриваются следующие вопросы: выбор выключателей 110 кВ, актуальность выбора выключателей, расчет токов КЗ.

В результате выполнения работы достигнуты следующие результаты: выполнено модернизация ПС ЛДСК 110 в частности замена отделителя и короткозамыкателя на элегазовый выключатель ВЭБ-110.

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначения и сокращения	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1 Электрическая часть, основные сведения о подстанциях.....	10
1.1 Уровни номинального напряжения	10
1.2 Общие представления о схемах электрических соединений станций и энергосистем	11
1.2.1 Разновидности электрических схем и их назначение	11
1.2.2 Энергетические системы	13
2 Силовые трансформаторы	19
2.1 Общие данные.....	19
2.2 Сухие трансформаторы (С)	19
2.3 Основные параметры силовых трансформаторов	20
3 Токи короткого замыкания (КЗ)	21
3.1 Общие положения	21
3.2 Расчёт токов короткого замыкания на сторонах высочайшего и низшего напряжения	22
4 Недостатки отделителей и короткозамыкателей	24
5 Расчет токов короткого замыкания	25
5.1 Расчет токов трехфазного КЗ для ПС ЛДСК.....	25
6 Выбор выключателя на напряжения 110 кВ.....	30
7 Актуальность выбора выключателя ВЭБ-110	34
7.1 Сводная таблицы выключателей 110–220 кВ.....	34
7.2 Характеристики и превосходства элегазового выключателя ВЭБ-110	35
7.2.1 Общие сведения о выключателе ВЭБ-110П*-40/ 2500 УХЛ1	35

7.2.2 Характеристики ВЭБ-110	37
7.2.3 Конструктивное исполнение выключателя ВЭБ 110	38
7.2.4 Составные части выключателя ВЭБ 110 и их действие	39
7.2.5 Характеристика преимуществ и конструктивных особенностей выключателя ВЭБ 110.....	43
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	46
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	47

Обозначения и сокращения

ОД - КЗ -отделитель и короткозамыкатель 110 кВ.

ПС ЛДСК 110-подстанция 110/6 кВ «Ляминский домостроительный комбинат».

ЧуЭС- Чусовские электрические сети.

ПО- производственное отделение.

ПС- подстанция.

ВЛ- воздушная линия.

КЛ-кабельная линия.

ВН – высокое напряжение.

КЗ – короткое замыкание

КВЛ - кабельно-воздушная линия.

ВЭБ 110-выключатель марки ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1.

КРУН-6-крытое распределительное устройство наружной установки 6 килвольт.

ЩСН-щит собственных нужд.

ОРУ 110 кВ-открытое распределительное устройство 110 килвольт.

РВО-6-разрядник винтильный облежченный 6 килвольт.

ОПН 110-ограничитель перенапряжений нелинейный 110 килвольт.

СМП-110- конденсатор связи 110 килвольт с пропиткой конденсаторным маслом совмещенный с изолирующей подставкой.

ВЗ-630-высокочастотный заградитель с номинальным длительным током 630 А.

ПР-привод разъединителя.

ВВЕДЕНИЕ

В условиях рыночной экономики финансовый анализ приобретает первостепенное значение на микроуровне, фокусируясь на деятельности отдельных хозяйствующих субъектов. Эти предприятия составляют фундамент рыночной системы, и именно в их повседневной финансовой практике, охватывающей всех участников – от рядовых сотрудников до топ-менеджмента и владельцев – анализ обретает свое истинное, практическое наполнение.

Отрасль энергетики от большинства производственных отраслей отличается рядом специфических особенностей, характеризующих ее как одну из структур важнейших не только на государственном, но и в мировой экономической системе. Выделим эти особенности следующие отличительные системе:

- отрасль глубоко проникает во все экономики хозяйства,
- влияет значительно на экологическую и социальную среду общества,
- различных виды энергии и топлива широко взаимозаменяются при решении задач электроэнергетики,
- в процессе производства, потребления и распределения энергии учитывать ограниченные возможности ее аккумуляирования,
- при ограниченных возможностях аккумуляирования электрической, тепловой энергии неравномерность производства всех типов энергоносителей,
- неравномерное потребление и производства тепловой и электрической энергии в течение часа, суток, недели, месяца, года,
- обеспечение бесперебойного и надежного снабжения потребителей электроэнергией обуславливает любой категории,
- центры производства Территориальное несовпадение между основными центрами производства и районами потребления энергии, а также источниками энергетических ресурсов.
- при производстве, передачи энергии применяется сложные и дорогие виды сооружений и электрооборудования,

– электроснабжение энергетического хозяйства основано на Единой электроэнергетической системе России.

Для слаженной работы всей энергетической системы страны необходима её техническая и экономическая целостность. Это, в свою очередь, напрямую связано с добычей и производством энергии.

Одной из главных задач для российской экономики является повышение энергоэффективности. Это критически важный вызов для России в XXI веке, от которого зависит её положение среди развитых стран и уровень жизни граждан. Россия обладает достаточными ресурсами и знаниями для решения своих энергетических проблем, а также является крупным поставщиком энергоресурсов в Европу и Азию. Однако, несмотря на изобилие, расточительство недопустимо. В условиях глобального рынка именно энергоэффективность делает российские товары и услуги конкурентоспособными, что напрямую влияет на благосостояние общества.

Перед Россией стоит комплексная задача, требующая одновременного развития производственных мощностей и глубокого внедрения принципов рационального энергопользования. Эта задача охватывает все сферы жизни общества, от промышленных предприятий и муниципальных образований до каждого региона. Огромные резервы энергосбережения существуют на всех этапах энергетической цепочки, начиная от добычи и переработки сырья и заканчивая его конечным потреблением.

Согласно научным данным, потенциал повышения энергоэффективности в стране оценивается в 30-40% от общего объема потребляемой энергии. При этом значительная часть (60-65%) снижения энергоемкости ВВП может быть достигнута путем пересмотра структуры потребления энергии, а оставшиеся 35-40% экономии – за счет внедрения современных технологий и обновления производственного оборудования.

В связи с этим, внедрение политики энергоэффективного управления должно быть возведено в ранг первоочередных государственных инициатив, требующих активной поддержки и стимулирования. Приоритет

энергосбережения должен превосходить даже наращивание объемов добычи природных ресурсов. В контексте высокой энерговооруженности труда в экономически развитых государствах и неуклонного роста стоимости энергии, конкурентоспособность общества определяется его способностью к максимально эффективному использованию энергетических ресурсов.

Энергосистема Чусовского района сталкивается с серьезными проблемами, главная из которых – необходимость замены устаревшего и физически изношенного оборудования. Этот процесс капиталоемкий, требует значительных организационных усилий и занимает продолжительное время. Несмотря на то, что инфляционные процессы и повышение стоимости нефтепродуктов, запасных частей и оборудования не влияют на тарифы на электроэнергию, ситуация осложняется неплатежами со стороны как частных лиц, так и организаций. В совокупности эти факторы приводят к снижению общей эффективности функционирования энергосистемы.

1 Электрическая часть, основные сведения о подстанциях

1.1 Уровни номинального напряжения

В Российской Федерации, соседних странах и Европе энергетические системы построены на применении трёхфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц. В то же время Соединённые Штаты Америки и некоторые другие государства ориентируются на стандарт 60 Гц. Использование трёхфазного тока экономически выгоднее по сравнению с однофазным и, кроме того, позволяет эксплуатировать наиболее простые, дешёвые и надёжные асинхронные электрические машины.

Постоянный ток также находит применение в ряде промышленных отраслей, среди которых электролизные технологии в химической и цветной металлургии, а также электрическая тяга.

В зависимости от величины напряжения электрические сети принято разделять на несколько классов:

- низковольтные (до 1 кВ);
- среднего напряжения (3–35 кВ);
- высоковольтные (110–220 кВ);
- сверхвысокого напряжения (330–750 кВ);
- ультравысокого напряжения (свыше 1000 кВ).

Под термином «номинальное напряжение» подразумевают расчётное рабочее значение, для которого проектируются электрические сети, генераторы, трансформаторное оборудование и конечные потребители электроэнергии. Чтобы компенсировать падение напряжения в линиях, для генераторов эта величина принимается на 5 % выше номинального напряжения соответствующих сетей.

Области использования различных классов напряжения:

- 380 В — питание маломощных двигателей;
- 3 кВ — двигатели от 75 кВт (в настоящее время данное напряжение не рекомендуется к применению);

–6 кВ — двигатели от 160 кВт; 10 кВ — для двигателей применяется ограниченно, преимущественно в специальных случаях;

380/220 В (реже 220/127 В) — четырёхпроводные сети для освещения и бытовых электроприборов;

–10 кВ (иногда 6 кВ) — распределительные сети в городах, посёлках и на крупных промышленных объектах;

–35 кВ и 110 кВ — электрические связи электростанций на небольших расстояниях, а также распределительные сети, запитываемые от мощных источников;

–220, 330 и 500 кВ — межсистемные связи, передача значительных мощностей на дальние расстояния и объединение крупных электростанций.

1.2 Общие представления о схемах электрических соединений станций и энергосистем

1.2.1 Разновидности электрических схем и их назначение

Электрическая составляющая любой электростанции или подстанции в первую очередь характеризуется схемой электрических соединений — графическим документом, на котором при помощи условных обозначений отображены все агрегаты, аппараты и токоведущие связи между ними.

Все электрические схемы делятся на два ключевых типа:

К первому типу относятся главные схемы (или схемы первичных цепей). Их задача — обеспечить передачу электроэнергии от генерирующих источников к конечным потребителям. Именно по этим цепям протекают рабочие токи нагрузки. В составе таких схем отображаются коммутационные устройства, аппараты для защиты от коротких замыканий, измерительные трансформаторы (как тока, так и напряжения), а также элементы, предназначенные для защиты от перенапряжений.

Второй тип — схемы вторичных цепей. Они решают задачи контроля, автоматического управления основным оборудованием и реализации релейной

защиты. К перечню вторичного оборудования относят: устройства релейной защиты и автоматики, разнообразные измерительные приборы, блокировочные механизмы, кнопки и ключи управления, а также сигнальную аппаратуру.

По способу графического представления выделяют:

Однолинейное представление электрической схемы демонстрирует соединения лишь для одной фазы — при этом предполагается, что две другие выполнены аналогичным образом. Такой формат отображения даёт обобщённое понимание устройства установки и позволяет оценить перечень основного оборудования. Однолинейные схемы востребованы при вычислении нормальных и аварийных режимов, в ходе проектирования, при формировании противоаварийных мероприятий, а также эксплуатируются в роли оперативных схем на этапе эксплуатации.

Трёхлинейные схемы— выполняются для всех трёх фаз. На их основе создаются монтажные схемы для отдельных цепей (генератора, трансформатора, отходящей линии и т.д.). На монтажных схемах указывают размещение аппаратов, сечения и марки проводов и кабелей, точки контактных соединений, маркировку узлов. Такие схемы являются главным документом при производстве монтажных работ, а также применяются в ходе ремонтов и испытаний оборудования.

Особенности отображения положения оборудования:

1) На главных схемах все коммутационные аппараты изображаются в отключённом положении.

2) На оперативных схемах состояние элементов должно строго соответствовать текущему режиму работы станции или подстанции.

3) Все схемы выполняются с применением условных графических обозначений в соответствии со стандартами ЕСКД и действующими ГОСТ.

1.2.2 Энергетические системы

В состав энергосистемы входят электростанции, подстанции, а также одновременно электрические и тепловые сети, которые функционируют в едином режиме при нескончаемом протекании процессов выработки, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии [1, 3, 4].

Переход от отдельно работающих станций к энергосистемам обеспечивает ряд существенных технико-финансовых выгод:

Повышение надёжности и экономической эффективности электроснабжения — параллельная отработка нескольких источников уменьшает вероятность нарушений питания покупателей и даёт возможность оптимизировать эксплуатационные затраты.

Рациональная сегрегация нагрузки — появляется возможность так перераспределять генерацию между станциями, во все масштабах системы добиться наименьшей себестоимости отпускаемой энергии, предельно полно используя доступные местные энергоресурсы (органическое природное топливо, гидроэнергию).

Снижение требований к резервным мощностям. При параллельной работе электростанций отпадает надобность держать на каждом объекте собственные резервные агрегаты. Вместо сего формируется централизованный резерв, равный примерно 10–12% от суммарной установленной силы всех энергоблоков системы. При этом запас мощности не надо быть ниже номинала самого мощного генератора, эксплуатирующегося в системе, — это гарантирует надёжность при его внезапном аварийном отключении или плановом выводе в отреморовать.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) класса 110 кВ

Конструктивные особенности. ОРУ даёт собой распределительное устройство, всё оборудование которого находится на открытом воздухе. Аппараты монтируют на железных или железобетонных опорных конструкциях, а минимальные допустимые изоляционные расстояния посередине ними определяются Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

Маслонаполненное оснащение (выключатели, трансформаторы, реакторы) напряжением от 110 кВ обязательно снабжают маслоприёмниками — заглублёнными приемками, переполненными гравием. Такое решение позволяет локализовать аварийные утраты масла и снизить пожарную опасность.

Сборные шины ОРУ делают или гибкими из многопроволочных проводов, либо жёсткими трубчатыми. Жёсткие покрышки опираются на поддерживающие изоляторы, закреплённые на стойках; гибкие подвешиваются к порталным системам через гирлянды подвесных изоляторов. Территория ОРУ обязательно обносится ограждением.

Если тупиковая или транзитная подстанции напряжением 110/6(10) кВ либо 110/35/6(10) кВ имеет на стороне высшего напряжения одним или две линии, открытое распределительное устройство сооружают по упрощённым схемам:

- блокировка «линия–трансформатор» с отделителем (рис. 1.1, а);
- два блока с отделителями в трансформаторных цепях и неавтоматической перемычкой на питающих линиях (рис. 1.1, б);
- мостиковая блок-схема с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов; такая чертеж может дополняться ремонтной перемычкой на линейных вводах (рис. 1.1, в).

Подобные подстанции komponуют из комплектных транспортабельных блоков фабричного изготовления (КТПБ), основные параметры которых для напряжения 110 кВ сведены в таблицу 1. Применение КТПБ даёт ресурс размещать на подстанции до двух силовых трансформаторов единичной мощностью до 40 МВА. На рис. 1.2 приведены плодотворные разрезы ОРУ 110 кВ, реализованного по схеме «два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой».

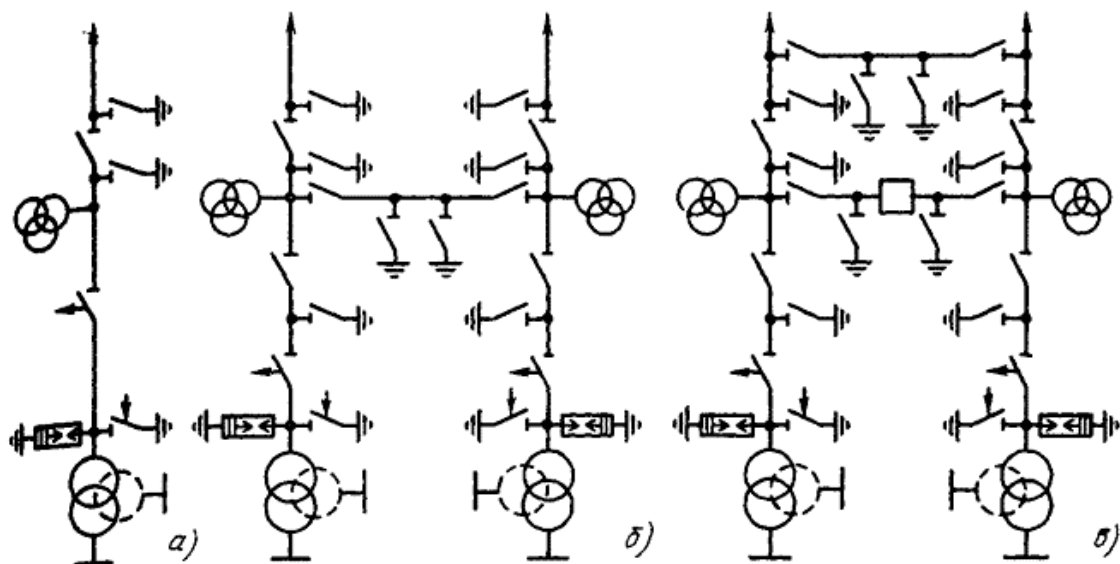


Рисунок 1.1 – Схемы электро соединений блоков и мостика с выключателем в перемычке со стороны линий.

Таблица 1 – Характеристики комплектных трансформаторных подстанций напряжением 110 кВ

Тип и электрическое напряжение , кВ	Число и мощность трансформаторов, МВ-А	Площадь КТПБ, м ²
КТПБ-110/6(10)	I X (2,5-6,3)	16X30,5
	I X (10- 16)	20X30,5
2КТПБ-110/6 (10)	2 X (2,5 -6,3)	28X38,5
	2X (10 -16)	32X38,5
КТПБ-110/35/6(10)	I X (6,3 -16)	20X51,5
2КТПБ-110/35/6(10)	2 X (6,3 -16)	32X59,5

По особому заказу возможна поставка подстанций, предназначенных для работы с трансформаторами мощностью 25 и 40 МВА.

КТПБ предполагают собой пространственные стальные каркасы с уже установленным на них оборудованием. Ошиновка создана комбинированной: в ней совмещены жёсткие трубчатые элементы из алюминиевого сплава и эластичные сталеалюминиевые провода. С конструктивной точки зрения такое гармоничное сочетание является удобным. Жёсткая часть ошиновки спроектирована с учётом ударного тока короткого замыкания до 42 кА, тока термической стойкости в поток 3 с, равного 20 кА, а также гололёдной нагрузки с толщиной стенки до 10 мм. Габаритные объемы блоков лежат в диапазоне от

3,5×2,4×5,1 м до 5,2×1,5×4,3 м, а их масса составляет 0,8–1,9 т. Установка этих блоков может вестись как на заглублённых фундаментах (к примеру, свайного на подобии), так и на поверхностных основаниях, выполненных из железобетонных лежней, уложенных на песчано-гравийную подготовку.

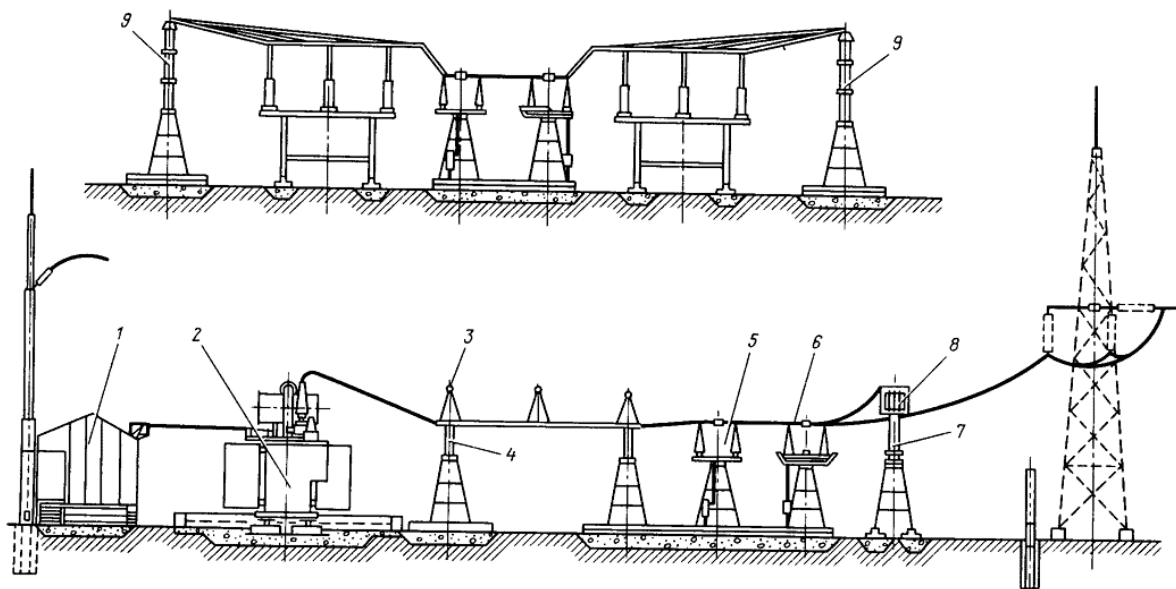


Рисунок 1.2. – Комплектная станция 110 кВ типа КТПБ-110/6(10)

Главное достоинство комплектных блочных подстанций заключается в наименьших объёмах строительно-монтажных работ. Специализированная бригада, оснащённая средствами механизации, собирает блоки за отлично дней. Полностью подстанцию с одним или двумя трансформаторами (до 25 МВА весь) бригада из восьми человек возводит в течение двух месяцев.

Недостатки этого решения: монтаж требует высокой точности установки блоков; промахи позиционирования вынуждают переделывать ошиновку и подгонять стыковочные узлы. Кроме того, ОРУ на основе КТПБ имеют ограничение по числу присоединений (не более четырёх), позволяют использовать исключительно упрощённые схемы и рассчитаны на установку трансформаторов мощностью не больше 40 МВА. Возможность дальнейшего расширения таких подстанций проектами не учитывается.

Гибкая и жёсткая ошиновка

В конструктивном отношении ОРУ, реализованные по упрощённым и развитым схемам, полно близки между собой; ниже они детально рассмотрены для разновидностей со сборными шинами.

До недавнего времени в ОРУ 110 кВ и выше в основном могли использовать гибкую ошиновку из одиночных или расщеплённых сталеалюминиевых проводов. Однако ещё в 1930-е в СССР удачно использовали жёсткие трубчатые шины. В 1950-е жёсткая ошиновка внедрена в ЗРУ 110–220 кВ, а с 1960-х — в ОРУ 110 кВ и выше.

За рубежом жёсткая ошиновка также широко распространена: в Англии, Германии, Японии стандартные ОРУ 110–500 кВ работают успешно. В США и Канаде ОРУ 765 кВ делают только с жёсткими покрышками.

Выбор типа ошиновки определяется технико-экономическими расчётами, находится в зависимости от напряжения, рабочих токов, токов КЗ, схемы и требований к системе.

—Почему выбирают жёсткую ошиновку:

—Позволяет создавать паче компактные и экономичные ОРУ.

—Малый прогиб → можно уменьшить высоту опор, расстояния посередине фазами и до заземлённых частей (по изоляционным габаритам).

—Для гибкой ошиновки доводится учитывать провисание проводов (особенно при нагреве) и колебания от ветра и электродинамики.

В ОРУ 500–750 кВ по условиям короны надобны расщеплённые провода → габарит фазы с арматурой $\approx 0,5$ м. Жёсткая пневмошина — одиночная труба диаметром < 100 мм.

Итоги по компоновке:

Жёсткая ошиновывание → меньшая площадь ОРУ → короче кабели (контрольные и силовые), дешевле дорог, объёмов земляных работ, затрат на молниезащиту, а налетом и на заземление. Низкое расположение жёстких шин упрощает чистку изоляторов, ремонтный, улучшает обзор. При гибкой ошиновке очистка гирлянд и ремонтное на большой высоте — трудоёмко и опаснее.

Плюсы ОРУ в целом:

1. Можно принимать на вооружение крупногабаритное оборудование → применение на высоких классах напряжения.
2. Удобнее для растяжения и модернизации, чем ЗРУ.
3. Не требует затрат на возведение зданий.
4. Все аппараты заметны визуально.

Минусы ОРУ:

1. Сложная эксплуатация в плохую погоду; наружная среда ускоряет износ.
2. Занимают значительно больше места, чем ЗРУ.

2 Силовые трансформаторы

2.1 Общие данные

В Российской Федерации изготовление силовых трансформаторов ведётся в соответствии со типовым рядом мощностей (кВА), определённым ГОСТ 9680–77Е. По назначению их делят на увеличивающие и понижающие, по количеству обмоток — на двух- и трёхобмоточные, причём в ряде моделей обмотка трансформатора низкого напряжения может выполняться расщеплённой. По числу фаз выпускаются однофазные и трёхфазные исполнения.

Экономически больше выгодными признаны трёхфазные аппараты, поэтому они и получили преимущественное муссирование. Их производство охватывает диапазон мощностей до 400 МВ·А применительно к классам напряжения 110 и 150 кВ, а для ярусов 220–500 кВ — до 1000 МВ·А. Однофазные модели задействуют лишь в ситуациях, порой трёхфазный трансформатор изготовить или доставить к месту монтажа технически трудно.

На подстанциях и в схемах собственных нужд электростанций, где требуется спуск напряжения, устанавливают понижающие двухобмоточные агрегаты. Если же должен связать три различных уровня напряжения — к примеру, 110, 35 и 6–10 кВ — прибегают к трёхобмоточным трансформаторам. Начиная с класса 110 кВ широкая экспансия получают также автотрансформаторы.

Система охлаждения трансформатора жёстко увязана с его мощностью и во многом характеризует конструктивное исполнение.

2.2 Сухие трансформаторы (С)

Этот тип выполняется на мощь до 1600 кВА и рассчитан на работу при напряжении до 15 кВ. На электростанциях подобные агрегаты, как привычка, служат источниками питания системы собственных нужд.

Для всех остальных трансформаторов характерно масляное охлаждение, которое реализуется в четырёх ключевых разновидностях. Первая —

естественное масляное (условное обозначение «М») — используется для агрегатов мощностью до 6300 кВА. Вторая — масляное с дутьём и естественной циркуляцией масла («Д») — типична для более мощного оборудования. Третья — с дутьём и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители («ДЦ») — применяется, когда мощность превышает 63 МВА. Наконец, четвёртая — масляно-водяное охлаждать инструменты с принудительной циркуляцией масла через водяные теплообменники («Ц») — устанавливается на самых сильных трансформаторах и автотрансформаторах.

2.3 Основные параметры силовых трансформаторов

Номинальное напряжение — это напряжение на выводах при холостом ходе. Оно указывается в каталогах и на заводской табличке.

Регулировка напряжения может выполняться на отключённом трансформаторе (ПВ) или без отключения — под нагрузкой (РПН). В РПН обычно предусмотрено больше ответвлений для плавного регулирования в широком диапазоне.

Номинальная мощность — это длительно допустимая нагрузка при нормальных температурных условиях.

Номинальный ток обмотки рассчитывается по её силе и напряжению.

Сопротивление обмоток зависит от их взаимного расположения на сердечнике. Данные по сопротивлению короткого замыкания приводятся в справочниках.

Обмотки высокого напряжения почаще всего соединяют в звезду — это упрощает изоляцию (она рассчитана на фазное электрическое напряжение). В трансформаторах типа ТРДН с расщеплённой вторичной обмоткой (применяются для собственных нужд станций) допускается соединение обмотки ВН в треугольник. Подробные данные по трансформаторам для собственных нужд и блокам «генератор–трансформатор» разрешено найти в [3, 5, 6, 14, 15].

3 Токи короткого замыкания (КЗ)

3.1 Общие положения

Факторы происхождения коротких замыканий и вызываемые ими явления.

Короткие замыкания провоцируются целым подтеком обстоятельств. Среди них – механические повреждения изоляционных конструкций или их обычное старение; контакт оборванных проводов и посторонних предметов с токоведущими частями; передвижения под линиями электропередачи негабаритной техники (например, кранов с поднятой быстро); прямые попадания молнии; коммутационные и атмосферные перенапряжения; низкокачественное обслуживание оборудования.

При возникновении КЗ в повреждённых фазах происходит быстрое (лавинообразное) увеличение тока, который многократно превышает типичные рабочие величины, а напряжение резко падает, причём прямо глубокий провал наблюдается непосредственно в месте замыкания. Протекание существенных токов КЗ вызывает сильный термический нагрев проводников. Это, в свою очередь, приводит к росту потерь энергии, ускоренному тепловому износу и ломанию изоляции, а также способно снизить механическую прочность токоведущих частей и установленного оборудования.

Меры по сокращению опасности и роль расчётов.

Чтобы уменьшить вероятность ДТП и ограничить их масштабы, используют: рациональное построение конфигурации сети; оптимизация параметров оборудования с учётом его устойчивости к токам КЗ; токоограничивающие агрегаты и другие мероприятия. Реализация перечисленных мер невозможна без выполнения расчётов токов короткого замыкания и анализа их динамики во времени.

Упрощения, используемые при вычислении токов КЗ.

При расчётах принимают ряд упрощающих посылов:

Расчётное напряжение каждой ступени задаётся на 5 % выше номинального.

Считается, что закрывание происходит в тот момент, когда ударный ток принимает максимальное значение.

Переходное сопротивление в месте повреждения принимается равным нулю (металлическое КЗ).

Различием фаз ЭДС различных источников пренебрегают; внешняя сеть представляется как единая энергетика бесконечно большой мощности ($S_{\text{сис}} = \infty$).

Ёмкостные проводимости и соответствующие им зарядные токи невесомых и кабельных линий исключают из анализа.

Токами намагничивания трансформаторов пренебрегают.

Напряжение питающей системы считается неизменным по амплитуде и фазе.

Трёхфазная сетка предполагается полностью симметричной.

Дополнительная подпитка места КЗ от электродвигателей, подключённых на наиболее низких ступенях напряжения, не учитывается.

3.2 Расчёт токов короткого замыкания на сторонах высочайшего и низшего напряжения

Причины коротких замыканий на выводах высочайшего и низшего напряжения те же, что были перечислены ранее: дефекты и изнашивание изоляции, попадание на провода посторонних тел, движение негабаритной техники, грозовые разряды, перенапряжения и недостаточная эксплуатация. Возникающие при этом явления также аналогичны описанным: токи в аварийных фазах скачками возрастают, напряжение в зоне повреждения резко снижается, а огромные токи вызывают нагрев проводников, рост потерь, ускоренное старение и возможное разрушение изоляционных материалов.

Для количественной оценки токов КЗ строятся расчётные схемы замещения сети. В неё входят все элементы системы электроснабжения, причём настоящие электрические и магнитные связи заменяются соответствующими

сопротивлениями. Источники генерации (в рассматриваемом случае — питающая систематизировать) моделируются эквивалентными ЭДС, а пассивные участки, по которым течёт ток замыкания, — индуктивными сопротивлениями; раз линии обладают значительной протяжённостью, дополнительно принимаются во чуткость и активные сопротивления.

4 Недостатки отделителей и короткозамыкателей

К числу ключевых недостатков отделителей и короткозамыкателей относятся:

- использование открытых контактов и изоляции класса А, что ликвидирует возможность эксплуатации этих аппаратов в зонах с высоким ярусом загрязнения;
- низкое качество армировки изоляторов, приводящее к их нередким повреждениям и перекрытиям;
- несовершенство кинематической передачи от привода к отделителю, а также одновременно ненадёжная работа встроенного реле типа БРО;
- недостаточная зимостойчивость применяемой смазки;
- заклинивание механизма отключения отделителя, что вызывает несогласие в работе как отделителя, так и короткозамыкателя при срабатывании релейной защиты и автоматики (РЗА), в частности при предельной токовой и дифференциальной защите трансформатора, при внутренних повреждениях — при срабатывании газового кпп-реле, а также при повреждениях обмоток или контактов РПН, когда должно включаться струйное реле. В этих случаях РЗА не выполняет свои функции.

Перечисленные задачи вынуждают на многих подстанциях МРСК-Урала, не являющихся тупиковыми, замещать отделители и короткозамыкатели на полноценные выключатели.

В отдельных случаях (примерно, на химических предприятиях) аппараты, установленные в загрязнённых зонах, демонтируют и переходят на глухое добавление трансформаторов к питающим линиям.

Вновь разработанные элегазовые отделители и короткозамыкатели доколе не прошли опытной эксплуатации. Их внешняя изоляция, как и прежде, исполнена только по классу А, что не позволяет использовать их в загрязнённых зонах. Кроме того, плата на эти аппараты остаётся чрезмерно высокой.

5 Расчет токов короткого замыкания

5.1 Расчет токов трехфазного КЗ для ПС ЛДСК

Исходные данные для расчета:

- Т1 и Т2 трансформаторы ТДН- 6300/110/35/6:
- $S_{ном} = 63 \text{ МВА}$,
- $U_{кз вн} = 10,5 \%$.

По справочным данным определяем параметры провода ВЛ 110 кВ Чусовая-ЛДСК с проводом АС-95/19:

- удельное активное сопротивление $r_0 = 0,15 \text{ Ом/км}$
- удельное реактивное сопротивление $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$
- длина воздушной линии $L = 70 \text{ км}$.

Схема замещения распределительной сети для расчета токов КЗ представлена на рисунке 5.1.

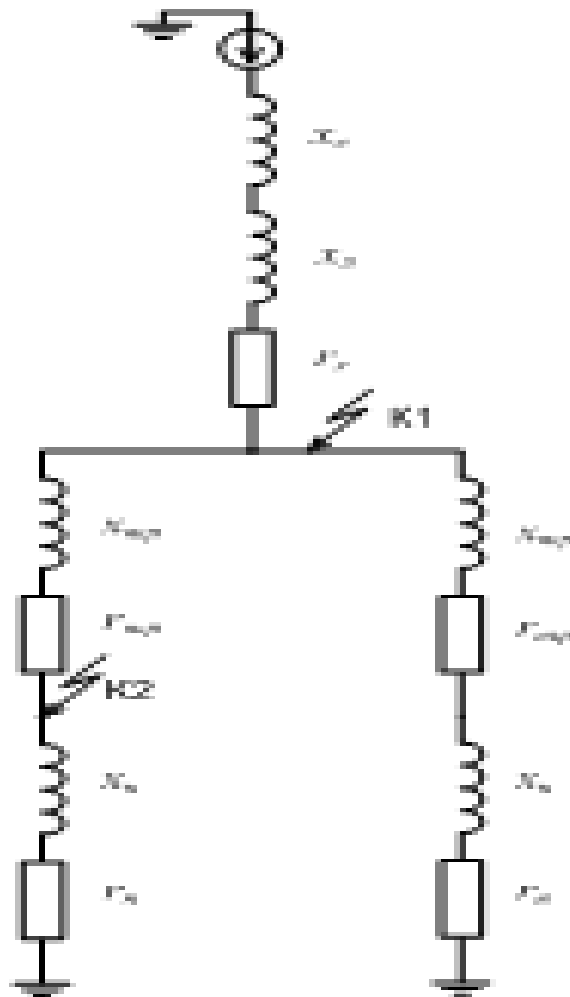


Рисунок 5.1 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

Задаемся базисной мощностью $S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВА}$. Мощность системы приравняем к бесконечности $S_{\text{с}} = \infty$. Приведенное к базисной силы сопротивление определим по формуле:

$$x_{\text{с}*} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{с}}} \quad (1)$$

Сопротивление воздушных линий:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot L = 0,12 \cdot 70 = 8,4 \text{ Ом}; \quad (2)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot L = 0,42 \cdot 70 = 29,4 \text{ Ом}. \quad (3)$$

Приводим к базисной силы активное и реактивное сопротивление линий:

$$r_{\text{л}*} = r_{\text{л}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ном}}^2}; \quad (4)$$

$$x_{\text{л}*} = x_{\text{л}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ном}}^2}; \quad (5)$$

Где $r_{\text{л}*}, x_{\text{л}*}$ — сопротивление трансформатора, приведенное к базисным условиям;

$S_{\text{б}}$ — базисная мощность, кВА;

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

$$r_{\text{л}*} = 8,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,4 \text{ о.е.} \quad (6)$$

$$x_{\text{л}*} = 29,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,2 \text{ о.е.} \quad (7)$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{в.ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}; \quad (8)$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{в.ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}^2}; \quad (9)$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность трансформатора;

$\Delta P_{\text{к}}$ — потери трансформатора при коротком замыкании;

$U_{\text{к}}$ — напряжение короткого замыкания, в % от номинального;

$U_{\text{в.ном}} = 115 \text{ кВ}$.

$$R_{\text{тр}} = \frac{170 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 1,405 \text{ Ом}; \quad (10)$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot (40 \cdot 10^6)^2} = 34,71 \text{ Ом}; \quad (11)$$

Приведём полученные сопротивления к базисным условиям:

$$r_{\text{тр}*} = R_{\text{тр}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ном}}^2}; \quad (12)$$

$$x_{\text{тр}*} = X_{\text{тр}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ном}}^2}; \quad (13)$$

где $r_{\text{тр}*}, x_{\text{тр}*}$ — сопротивление тока трансформатора, приведенное к базисным условиям;

$S_{\text{б}}$ — базисная мощность, кВА;

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

$$r_{\text{тр}*} = 1,405 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,106 \text{ о.е.}, \quad (14)$$

$$x_{\text{тр}*} = 34,71 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,62 \text{ о.е.}, \quad (15)$$

Упростим эквивалентную схему замещения (рисунок 5.1) для определения токов КЗ в точке К1 дальнейшим образом (рисунок 5.2):

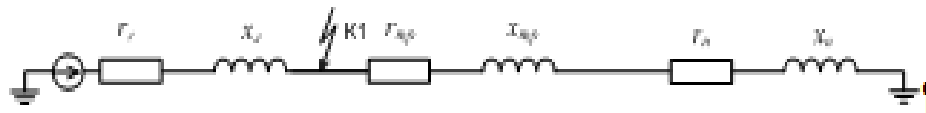


Рисунок 5.2 – Однолинейная эквивалентная схема замещения для расчета токов КЗ в точке К1.

Рассчитаем абсолютное эквивалентное сопротивление схемы для определения токов КЗ в точке К1:

$$Z_{\text{эв}*} = \sqrt{r_{\text{эв}*}^2 + x_{\text{эв}*}^2}, \quad (16)$$

$r_{\text{эв}*}$ — энергичное эквивалентное сопротивление;

$x_{\text{эв}*}$ — реактивное эквивалентное сопротивление.

$$Z_{\text{эв}*} = \sqrt{0,4^2 + 2,23^2} = 2,23 \text{ о.е.} \quad (17)$$

Определим ток КЗ в точке К1 (покрышки 110 кВ):

$$I_K = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{ЭКВ}*} \cdot U_{\text{В.НОМ}}}, \quad (18)$$

где S_6 — базисная мощность, кВА;

$Z_{\text{ЭКВ}*}$ — полное эквивалентное сопротивление;

$U_{\text{В.НОМ}}$ — номинальное наведенное напряжение для точки К1, кВ.

$$I_K = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,23 \cdot 115} = 2,25 \text{ кА}, \quad (19)$$

Определяем ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_K, \quad (20)$$

где, K_y — ударный коэффициент для времени $t = 0,01 \text{ с}$, находится в зависимости от соотношения результирующих активного и индуктивного сопротивлений, рекомендуется воспринимать $K_y = 1,75$ для 110 и 220 кВ и $K_y = 1,67$ для 10 кВ.

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot K_{y110} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot 2,25 = 5,56 \text{ кА}. \quad (21)$$

Упростим эквивалентную схему замещения (рисунок 5.1) для расчета токов КЗ в точке К2 дальнейшим образом (рисунок 5.3).

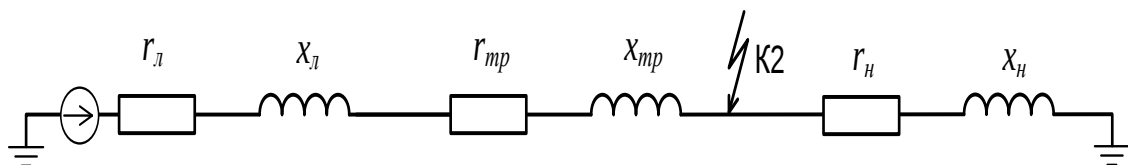


Рисунок 5.3 – Однолинейная эквивалентная схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2

Рассчитаем абсолютное эквивалентное сопротивление схемы (рисунок 5.3) для определения токов КЗ в точке К2:

$$Z_{\text{ЭКВ}*} = \sqrt{0,506^2 + 4,85^2} = 4,88 \text{ о.е.} \quad (22)$$

Определим ток КЗ в точке К2 (покрышки 10 кВ):

$$I_{K2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{ЭКВ}*} \cdot U_{\text{В.НОМ}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 4,88 \cdot 10,5}, \quad (23)$$

Определяем ударный ток КЗ в точке К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к2} = \sqrt{2} \cdot 1,67 \cdot 11,3 = 26,7 \text{ кА.} \quad (24)$$

Таблица 5.1 – Сводная таблица токов короткого замыкания

	U, кВ	$I_{к}$, кА	$i_{уд}$, кА
К-1	115	2,25	5,56
К-2	10,5	11,3	26,7

Расчетные токи короткого замыкания на крышках ВН и НН подстанции получились небольшие, следовательно, дополнительных устройств для понижения этих токов не требуется. Выпускаемые в настоящее время выключатели готовы отключить такой ток без дополнительных мер по снижению токов К.З.

6 Выбор выключателя на напряжения 110 кВ

Коммутацию цепей высокого напряжения как в штатных, так и в аварийных режимах воплотит в жизнь выключатель — главный коммутационный элемент любой электроустановки. Наиболее тяжёлым и сознательным режимом его работы признаётся размыкание токов короткого замыкания.

К высоковольтным агрегатам предъявляется комплекс ключевых требований. Они должны надёжно оперировать токами в обширном диапазоне — от единиц единиц до значения номинального тока отключения, обладать минимальной продолжительностью цикла отключения (высоким быстродействием) и обеспечивать возможность механического повторного включения (АПВ), то есть быстрого замыкания цепи кровно после предшествующего отключения. Для устройств класса 110 кВ обязательно пофазное (пополюсное) регулирование. Конструкция обязана гарантировать удобство осмотра и ревизии контактной системы совместно с механической частью, исключать опасность взрыва и пожара, а вдобавок отличаться технологичностью при транспортировке и текущем обслуживании.

Конкретную образец выключателя подбирают, руководствуясь совокупностью следующих критериев:

1. По напряжению:

$$U_{\text{ном.уст}} \leq U_{\text{ном.выкл}} \quad (25)$$

2. По долговому току:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном.выкл}} \quad (26)$$

3. По отключающей способности:

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{к}} \leq I_{\text{но}} \quad (27)$$

где $I_{\text{к}}$ — ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{но}}$ — фиктивный ток отключения (кА).

4. На электродинамическую устойчивость:

$$i_{уд} \leq i_{нс} \quad (28)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$i_{нс}$ - амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ (по справочным данным).

5. На термическую стойкость — проверка по тепловому импульсу:

$$B_k \leq I_{тс}^2 t_{тс} \quad (29)$$

где B_k — расчётный тепловой импульс;

$I_{тс}$ — наивысший ток термической устойчивости (по каталогу);

$t_{тс}$ — время протекания тока термической стабильности, с.

Тепловой импульс рассчитывается по формуле:

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a) \quad (30)$$

Проверка по параметрам восстанавливающегося напряжения традиционно не выполняется.

Для установки в цепях присоединений ОРУ–110 кВ принимаются элегазовые выключатели на подобии ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1 с керамической изоляцией вводов. Параметры выключателя приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Параметры выключателя ВЭБ-110.

Наименование	Размерность	Значение
1	2	3
Номинальное электрическое напряжение $U_{\text{ном}}$	кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение U_{max}	кВ	126
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$	А	2500
Номинальный ток отключения $I_{\text{но}}$	кА	40
Наибольший пик максимального сквозного тока $i_{\text{нс}}$	кА	102
Действующее значение сквозного тока $I_{\text{дс}}$	кА	40
Наибольший пик номинального тока подключения $i_{\text{нв}}$	кА	102
Действующее значение номинального тока включения $I_{\text{нв}}$	кА	40
Ток термической стойкости $I_{\text{тс}}$	кА	50
Время термической стойкости $t_{\text{тс}}$	с	3
Время отключения $t_{\text{во}}$	с	0,055
Собственное уран отключения $t_{\text{св}}$	с	0,035

Выполняем проверку выключателя.

По напряжению:

$$U_{\text{ном.уст}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{ном.выкл}} = 110 \text{ кВ} \quad (31)$$

По номинальному току:

$$I_{\text{раб.макс}} = 233,7 \text{ А} \leq I_{\text{ном.выкл}} = 2500 \text{ А} \quad (32)$$

По току отключения:

$$I_{\text{к}} = 2,25 \text{ кА} \leq I_{\text{но}} = 40 \text{ кА} \quad (33)$$

По величине ударного тока к.з. в сети:

$$i_{\text{уд}} = 5,56 \text{ кА} \leq i_{\text{нс}} = 102 \text{ кА} \quad (34)$$

На термическую химстойкость:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тс}}^2 t_{\text{тс}} \quad (35)$$

$$I_{\text{тс}}^2 t_{\text{тс}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (36)$$

$$B_K = I_K^2(t_{отк} + T_a) \quad (37)$$

$$t_{отк} = t_{рз.макс} + t_{во} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \quad (38)$$

$$T_a = 0,02 \quad (39)$$

$$B_K = 2,25^2(0,155 + 0,02) = 0,283 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$13,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таким образом, все условия проверки соблюдены.

Основные параметры выключателя и сообразные им расчётные величины сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Параметры выключателя и расчётные величины

Параметры выключателя	Соотношение	Расчетные величины для выбора выключателя
$U_{\text{ном.выкл}} = 110 \text{ кВ}$	=	$U_{\text{ном.выкл}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.выкл}} = 2500 \text{ А}$	>	$I_{\text{раб.макс}} = 233,7 \text{ А}$
$I_{\text{но}} = 40 \text{ кА}$	>	$I_K = 2,25 \text{ кА}$
$i_{\text{нс}} = 102 \text{ кА}$	>	$i_{\text{уд}} = 5,56 \text{ кА}$
$I_{\text{тс}}^2 t_{\text{тс}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_K = 13,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7 Актуальность выбора выключателя ВЭБ-110

7.1 Сводная таблицы выключателей 110–220 кВ

В процессе подготовки выпускной квалификационной работы (ВКР) мной были собраны и обобщены технические характеристики наиболее актуальных выключателей для классов напряжения 110 и 220 кВ. Полученные данные сведены в сводную таблицу 7.1.

Таблица 7.1– Технические колляции выключателей

№	Технические данные	Выключатель							
		ВГБ-110	ВБЭ-110	ВГТ-110	ВЭК-110	ВВК-110	ВМТ-110	ВГТ-220	ВМТ-220
1	Номинальное напряжение, кВ	110	110	110	110	110	110	220	220
2	Номинальный ток, А	2000	1250... ...1600	2500	2000	1000	1600... 2000	2500	1600... ...2000
3	Номинальный ток отключения, кА	40	20... ...31,5	40	40	20	40	40	40
4	Пиковое значение переменной сквозного тока КЗ, кА	102	-	102	105	51	102	102	102
5	Ток термической стойкости $t = 3$ сек, кА	40	-	40	40	20	50	40	50
6	Собственное время отключения, сек.	0,039	0,06	0,035	0,04	0,05	0,03	0,035	0,03
7	Полное год отключения, сек.	0,06	0,08	0,055	0,06	0,07	0,05	0,055	0,05
8	Ток включения привода, А	2,5	-	-	-	-	5/2,5	-	5/2,5
9	Механический ресурс, число циклов ВО, тыс.	-	40	5	1	20	6,7	5	5,3
10	Коммутационный фонд (отключение номинальных токов), тыс.	-	50/100	20	18	50	7	20	7
11	То же при номинальном токе отключения, тыс.	-	20	-	1	20	0,5	-	0,5
12	Паспортный стаж службы, лет	-	-	-	-	-	10	-	10
13	Масса, кг	-	1410	1650	1650	2250	1950	5600	6200
14	Удельная отключающая способность	-	4,86	4,61	4,6	1,69	3,9	2,72	2,4
15	Сумма мест	22	22	18	25	31	19	18	15
16	Рейтинг	78	78	82	75	69	81	82	85

7.2 Характеристики и превосходства элегазового выключателя ВЭБ-110

7.2.1 Общие сведения о выключателе ВЭБ-110П*-40/ 2500 УХЛ1

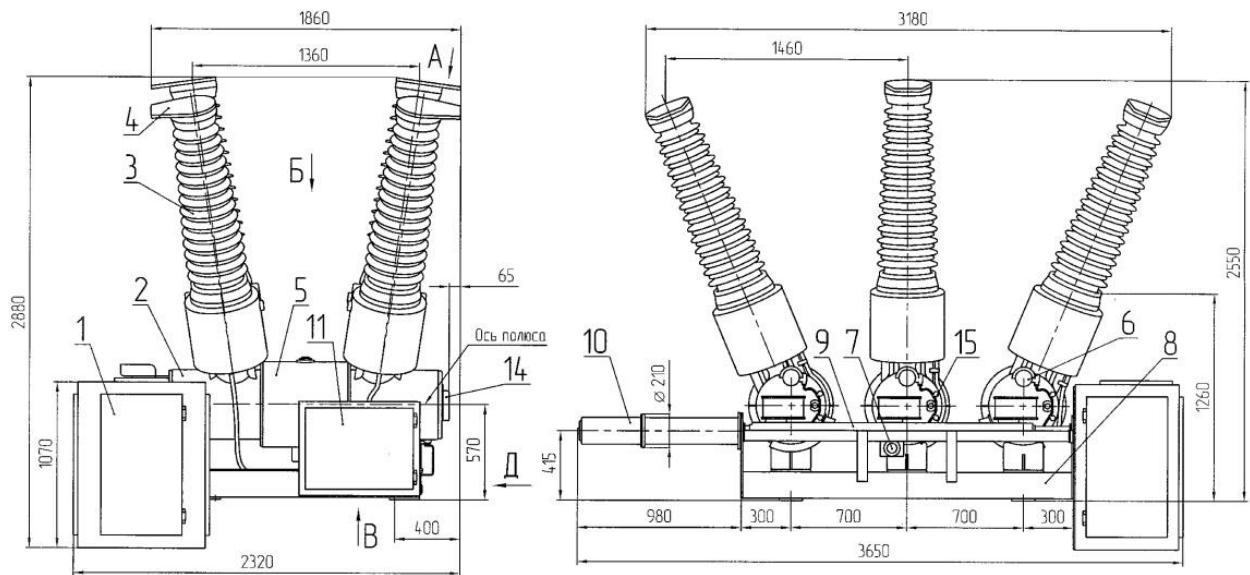


Рисунок 7.2.1.1 – Элегазовые баковые выключатели на подобии ВЭБ-110

Данный выключатель представляет собой коммутационный аппарат для трёхфазных сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц, номинальное напряжение коих составляет 110 кВ. Он может устанавливаться как в открытых, так и в закрытых распределительных приспособлениях. В конструкцию интегрированы встроенные трансформаторы тока и пружинный полный привод типа ППрК.

Аппарат допущен к работе в районах с небольшим и холодным климатом, вплоть до минус 55 °С, при соблюдении следующего комплекта условий. Атмосфера должна быть невзрывоопасной и не содержать враждебных газов или паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию; по коррозионной активности среда обитания должна отвечать атмосфере типа II по ГОСТ 15150. Верхний межа рабочей температуры воздуха — +40 °С, нижний предел — –55 °С. Если имеется гололёд с толщиной ледяной корки до 20 мм, скорость ветра не имеет возможность превышать 15 м/с; в отсутствие обледенения ветер допустим до 40 м/с. Высота размещения над ярусом моря — не более 1000 м. Горизонтальное натяжение проводов ограничивается величиной 1000 Н.

При производстве по спецзаказу выключатель может поставляться в климатическом исполнении Т1, которое рассчитано на верхнюю рабочую температуру +55 °С.

Изделия в полном объёме прошли тестирования и соответствуют всем требованиям, установленным российской нормативной документацией. Технические жилищные условия были согласованы с РАО «ЕЭС России», Министерством путей сообщения РФ и концерном «Росэнергоатом». На выключатели оформлены сертификаты соотношения № РОСС RU.MB03.B00090 и № РОСС RU.MB03.H00089.

В полюсах аппарата смонтирована система электроподогрева, механическое срабатывание которой происходит при понижении температуры до –25 °С, а отключение — при её подъеме до –19 °С. Утечки элегаза из полюсов отслеживаются с помощью электроконтактных измерителей-сигнализаторов плотности; помимо этого, каждый полюс оснащён предохранительной электроразрывной мембраной.

Отгрузка потребителю производится в состоянии полной фабричной сборки. Это гарантирует сохранность всех заводских регулировок и сводит к минимальному количеству трудоёмкость монтажных и пусконаладочных операций. Доставка к месту эксплуатации осуществляется железнодорожным или автомобильным автотранспортом (автотрейлерами). Шеф-монтажные и шеф-наладочные работы выполняются персоналом завода-производителя.

7.2.2 Характеристики ВЭБ-110

Характеристики ВЭБ-110 представлены в таблице 7.2.2.1

Таблица 7.2.2.1 – Характеристики ВЭБ-110

Характеристика	Значение
Ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А, не более	31,5
Ток одиночной конденсаторной батареи с глухозаземленной нейтралью, отключаемый без повторных пробоев, А	0-300
Отключаемый индуктивный ток шунтирующего реактора, А	500
Отключаемый ток намагничивания ненагруженных трансформаторов, А	8,5
Полное время отключения, с	0.055
Собственное время включения, с, не более	0.07
Расход газа на утечки в год, % от массы элегаза, не более	0,5
Давление газа, МПа абс:- давление заполнения (номинальное)	0,5
- давление предупредительной сигнализации	0,44
Трансформаторы тока	
количество на фазу, шт.	до 5
из них: - для приборов измерения и учета электроэнергии- для приборов релейной защиты	1 до 4
- номинальный первичный ток, А	200, 300, 400, 600 или 500; 1000; 1500; 2000 или 1000; 1500; 2000; 2500
- номинальный вторичный ток, А	5
- классы точности:	
- для измерения	0.2S; 0.2; 0.5; 0.5S; 1

Коммутационный биоресурс дугогасительных элементов.

Каждый полюс выключателя характеризуется беспредельно допустимым количеством отключений, выполняемых без осмотра и ремонта дугогасительной системы:

– в диапазоне токов от 60 до 100 % номинального тока отключения разрешается проводить 20 операций; таким образом, для трёхполюсного аппарата обобщенный ресурс составляет 60 отключений;

– при токах, совпадающих с номинальным, разрешены 5000 циклов «включение — произвольная пауза — отключение».

Для одного полюса величина включений на токи короткого замыкания не должно превышать 50 % разрешённого количества отключений. При нагрузочных токах количество включений приравнивается к числу отключений.

Аппараты обладают следующими параметрами:

- механический средство до капитального ремонта: 10 000 циклов «включение — произвольная пауза — отъединение» (В – тп – О);
- наработка до первого ремонта: не менее 25 лет, при условии сохранения резерва механического и коммутационного ресурса;
- общий срок службы: не менее всего 40 лет;
- гарантийный период: 5 лет.

7.2.3 Конструктивное исполнение выключателя ВЭБ 110

Общая компоновка

Выключатель ВЭБ 110 представляет собой высоковольтный элегазовый аппарат, в котором функции изоляции и гашения дуги возложены на шестифтористую серу (SF_6).

Конструктивно делатель состоит из трёх полюсов, установленных на единой раме и кинематически объединённых передаточным приспособлением. Всеми полюсами управляет один пружинный привод на подобии ППрК, смонтированный на той же раме. Газовая система каждого полюса самостоятельна и включает электроконтактный сигнализатор плотности показывающего типа с температурной компенсацией, нормализующей показания к $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$. При падении плотности элегаза, вызванном утратами, последовательно замыкаются три контактные группы: первая срабатывает при понижении приведённого давления до 0,44 МПа (абс.) и выдаёт предупредительный сигнал о необходимости дозаправки; две иные замыкаются одновременно при достижении 0,42 МПа (абс.), инициируя принудительное отключение выключателя и блокируя его дальнейшее включение. Конкретная схемная реализация цепей блокировки или механического отключения определяется проектной организацией.

В состав выключателя входят встроенные трансформаторы тока, изготовленные для питания измерительных приборов и цепей релейной защиты. Полюсы оборудованы приспособлениями электроподогрева, автоматически

активирующимися при температуре $-25^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ и отключающимися в промежутке от -19 до -22°C .

Гашение дуги реализовано по автогенерационному принципу: дутьевой вагонопоток формируется за счёт перепада давления, возникающего под действием теплота энергии самой дуги. Включение аппарата производится энергией взведённых включающих пружин привода, устранение — энергией отключающей пружины.

7.2.4 Составные части выключателя ВЭБ 110 и их действие

Выключатель (см. рис. 7.2.4.1) включает следующие основные элементы: раму (поз. 9), передний привод (1), три полюса с дугогасительными устройствами (2) и двумя вводами (3) в каждом, обесточивающий механизм (11), шкаф вторичных цепей (12). Усилия от привода к полюсам передаются вследствие передаточное устройство (10).

Рама — жёсткая сварная конструкция с 4 крепёжными отверстиями диаметром 32 мм под фундаментные стойки и болтом (14) для присоединения заземляющей покрывки.

Дугогасительное устройство находится внутри заземлённого резервуара и соединяет блок неподвижного контакта, блок подвижного контакта, механизмы управления, нагревательный элемент и фланец с предохранительной мембраной и фильтром. В приспособлении применены размыкаемые главные и дугогасительные контакты (дугогасительные оснащены дугостойкими наконечниками), поршневая системы для создания давления и фторопластовые сопла, направляющие газовый персеиды для эффективного гашения дуги. Поршневая группа содержит клапаны, гарантирующие насыщенное дутьё непосредственно в зоне горения дуги при любых режимах коммутации. Во включённом состоянии замкнуты и основные, и дугогасительные контакты. В процессе отключения сначала расходятся основные контакты (без образования дуги), а уже после их размыкания разводятся дугогасительные.

Механизм управления полюсом смонтирован в отдельном корпусе и имеет шлицевой вал с внутренним рычагом. Вал вращается в подшипниках качения, а неинвазивная герметизация обеспечивается набором колец, манжет и жидкостного затвора. Внутренний воротило через изоляционную тягу связан с трубой подвижного контакта, улавливая усилие от передаточного устройства. В корпус механизма встроены клапан обратный для заполнения элегазом.

Отключающий механизм расположен в цилиндрическом корпусе со стороны рамы, другой приводе. Он состоит из буферного устройства и отключающей пружины. Пружина срабатывает при включении выключателя посредством тяги, соединённой с наружным рычагом третьего (от привода) полюса.

Передаточное аппарат, электроустройство выполнено в виде набора последовательно соединённых тяг, размещённых в защитном кожухе. В нижней части кожуха учтено смотровое окно для визуального контроля положения контактов.

Каждая точка укомплектована фильтром-поглотителем (активированный адсорбент для удаления влаги и нейтрализации продуктов разложения элегаза), а также предохранительной мембраной, рассчитанной на порыв при аварийном росте давления до 1,0...1,5 МПа.

Устройство электроподогрева элегаза образовано эластичным нагревательным элементом, теплоизоляцией и наружными защитными кожухами. Если во включённом расположении аппарата нагрев отсутствует, формируется сигнал неисправности. Управление подогревом осуществляется автоматически по команде датчика-реле температуры наружного воздуха.

Вводы типа «воздух–элегаз» служат для подачи тока к неподвижным элементам дугогасительных устройств, заключённым в заземлённые резервуары. В их составе — блоки трансформаторов тока, защитные кожухи, полые изоляторы (фарфоровые или композитные) и токоведущие трубы. Блок трансформаторов тока включает корпус, на котором закреплены измерительные и защитные ТТ (для цепей автоматики, управления и сигнализации),

электростатический экран и фланец для монтажа изолятора. На одном полюсе могут быть установлены один измерительный трансформатор тока и до четырёх защитных, в зависимости от величины номинального первичного тока и требуемой точности.

На клеммные ряды шкафа вторичных соединений выведены: цепи сигнализаторов плотности, цепи управления электроподогревом, концы вторичных обмоток всех трансформаторов тока.



Рисунок 7.2.4.2 – Общий вид выключателя ВЭБ-110

7.2.5 Характеристика преимуществ и конструктивных особенностей выключателя ВЭБ 110

Модель ВЭБ 110 отличается от аналогов целым рядом конструктивных и эксплуатационных решений. Так, уже в базовой комплектации в аппарат интегрированы измерительные трансформаторы тока, обеспечивающие высокие точностные классы. Приводной механизм выполнен на базе модернизированной пружинной системы ППрК 2000СМ, электрическая схема которой собрана на импортных компонентах, а для присоединения внешних проводников использованы пружинные клеммные зажимы. Привод расширен комплектом вспомогательных контактов: в его составе двенадцать нормально разомкнутых,

двенадцать нормально замкнутых и два импульсных, способных длительно нести токовую нагрузку в пределах от пяти до двадцати пяти ампер. Кроме того, конструкцией предусмотрена регулировка температурных уставок автоматики обогрева и сигнализации о критическом снижении температуры в шкафу, а щит управления отличается современным эргономичным исполнением.

Дугогасительный узел унифицирован с колонковыми элегазовыми аппаратами серии ВГТ и работает по принципу автогенерации дугогасящего потока. Внутренняя изоляция и гашение дуги обеспечиваются химически чистым шестифтористым серой без каких-либо примесей. Для предотвращения утечек все разборные соединения снабжены двойными уплотнителями, а на участке ввода подвижного вала устроен специальный жидкостный затвор. Уровень естественной утечки не превышает 0,5 процента в год, что подтверждается приёмо-сдаточными испытаниями каждого изделия по методикам, заимствованным из космической отрасли. При создании выключателя использованы передовые конструкторские и технологические подходы, а также комплектующие повышенной надёжности — в частности, высокопрочные изоляторы ведущих зарубежных поставщиков. Коррозионная стойкость стальных деталей обеспечена покрытием, наносимым способом горячего цинкования.

Выключатель ориентирован на эксплуатацию в районах как с умеренным, так и с холодным климатом, допуская понижение температуры окружающего воздуха вплоть до минус 55 градусов. Электроподогрев элегаза, заключённого в резервуарах полюсов, действует в автоматическом режиме: его включение и отключение инициируются сигналом датчика температуры. Аппарат характеризуется внушительным механическим ресурсом, компактными размерами и относительно невысокой массой. Коммутационная стойкость одного полюса в два-три раза превышает показатели, демонстрируемые лучшими зарубежными образцами в пересчёте на полюс. В совокупности с большим механическим ресурсом, увеличенным сроком службы уплотнений и других элементов это гарантирует межремонтный период не менее двадцати

пяти лет при работе в штатных условиях. Следует особо отметить способность выключателя отключать токи нагрузки даже в случае полной потери избыточного давления элегаза. Объём регламентного обслуживания в промежутке между ремонтами сведён к минимуму.

С точки зрения безопасности конструкция обладает высокой взрыво- и пожарозащищённостью. Проведение коммутационных операций сопровождается низким уровнем шума, что полностью соответствует жёстким экологическим требованиям. Отгрузка оборудования заказчику производится в состоянии стопроцентной заводской сборки, благодаря чему сохраняются все фабричные регулировки, а длительность монтажных и пусконаладочных операций существенно сокращается. Работы по шефмонтажу и шеф-наладке ведутся под наблюдением персонала завода-изготовителя. По специальному заказу возможна поставка выключателя в климатическом исполнении Т1 с верхним рабочим пределом температуры плюс пятьдесят пять градусов Цельсия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современных условиях для обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения потребителей особую актуальность приобретает модернизация морально устаревшего оборудования. В электросетевом хозяйстве необходимо внедрять современные технологии и оборудование, соответствующее всем требованиям надёжности.

Замена отделителей и короткозамыкателей на элегазовый выключатель на подстанции ЛДСК-110 является весьма актуальной задачей. Такая замена не требует значительных материальных затрат и может быть выполнена хозяйственным способом, без привлечения подрядных организаций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Издание Правил устройства электроустановок, второе, дополненное и исправленное, актуализированное по состоянию на 1 ноября 2005 г., было выпущено Сибирским университетским издательством (Новосибирск) в 2005 году, объём 854 с.
2. Справочное пособие для инженеров по наладке, технологическому совершенствованию и эксплуатации электрических станций и сетей, посвящённое вопросам централизованного и автономного электроснабжения объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов, подготовлено под редакцией А. Н. Назарычева и опубликовано в Москве издательством «Инфра-Инженерия» в 2006 г., объём 928 с.
3. Книга Л. Д. Рожковой и В. С. Козулина «Электрооборудование станций и подстанций» выдержала второе издание, выпущенное в 1987 г. издательством «Энергоатомиздат» (Москва) и содержит 648 с.
4. Учебник для вузов Б. Н. Неклепаева «Электрическая часть электростанций и подстанций», второе переработанное и дополненное издание, вышел в Москве в издательстве «Энергоатомиздат» в 1986 г. (640 с.).
5. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования «Электрическая часть электростанций и подстанций», авторами которых являются И. П. Крючков, Н. Н. Кувшинский и Б. Н. Неклепаев, изданы третьим изданием в 1989 г. издательством «Энергоатомиздат» (Москва), объём 608 с.
6. Второе издание справочника по электротехническим установкам высокого напряжения под редакцией И. А. Баумштейна и В. М. Хомякова выпущено в 1981 г. издательством «Энергия» (Москва), содержит 656 с.
7. Монография А. А. Васильева «Электрическая часть станций и подстанций» опубликована в 1990 г. издательством «Энергоатомиздат» (Москва), объём 576 с.
8. Коллективный труд «Электрическая часть электростанций» под редакцией С. В. Усова увидел свет в 1987 г. в Ленинграде, выпущен издательством «Энергоатомиздат», объём 616 с.

9. Статья Н. Д. Пинчука и Ю. А. Дегусарова «Новые разработки ОАО “Электросила” в области электрооборудования для электростанций» была напечатана в журнале «Электрические станции» в 2000 году (№ 10).

10. Публикация Л. И. Друмановича, В. П. Крафта и А. Я. Цацкина «Номенклатура и технические возможности ОАО “Новая сила”» размещена в журнале «Электрические станции» за 2001 год (№ 5).

11. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б. Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. - 144 с.

12. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СО 15334.20.122-2006.

13. Расчёт коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев и др. - М.: Академия, 2005. - 416 с.

14. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. - М.: Издательский центр «Академия», 2004. - 448 с.

15. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3. Производство и распределение электрической энергии / под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. - 8-е изд., испр. и доп. - М.: Издательство МЭИ, 2002. - 964 с.