

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС

Студент

Т.А. Шипилова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

В бакалаврской работе произведена Реконструкция электрической части ОРУ- 500 кВ Жигулевской ГЭС.

Электрическая подстанция ОРУ- 500 кВ остро нуждалась в реконструкции, так как большая часть оборудования морально устарела и требовалось более надежное и экологически чисто оборудование.

Настоящая работа посвящена основным параметрам реконструкции электрической части ОРУ-500 Жигулевской ГЭС.

В работе приведено описание основного оборудования подстанции ОРУ-500 кВ Жигулевской ГЭС.

В работе проведен расчет выбора:

- выключателей нагрузки для ОРУ-500кВ;
- разъединителей.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки объемом 74 страниц, содержащей 13 таблиц, 16 рисунков. Графическая часть работы представлена 6 чертежами, выполненными на стандартных листах формата А1.

Annotation

In the bachelor's work, Reconstruction of the electrical part of the 500 kV outdoor switchgear of the Zhigulevskaya HPP was carried out.

The electrical substation ORU-500 kV was in dire need of reconstruction, since most of the equipment was obsolete and more reliable and environmentally friendly equipment was required.

This work is devoted to the main parameters of the reconstruction of the electrical part of the ORU-500 Zhigulevskaya HPP.

This work provides a description of the main equipment of the substation ORU-500 kV Zhigulevskaya HPP.

The work performed the calculation of the choice:

- load break switches for outdoor switchgear-500 kV;
- disconnectors.

The final qualifying work consists of an explanatory note of 74 pages, containing 13 tables, 16 figures. The graphic part of the work is represented by 6 drawings made on standard sheets of A1 format.

Содержание

Введение.....	6
1 Состояние ОРУ-500 кВ до реконструкции.....	9
2 Особенности конструкции открытого распределительного устройства.....	11
3 Решение по поставке электрической энергией электроприемников в соотношении с заданными параметрами при эксплуатации и в случае аварийной ситуации.....	15
4 Требования к надежности электроснабжения собственных нужд и качеству электроэнергии. Покрытие реактивной мощности, релейной защиты, управления, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения	17
5 Масляное и ремонтное хозяйство, мероприятия по заземлению и молниезащите	28
6 Выбор электрических аппаратов	29
6.1 Выбор выключателей	29
6.2 Технические характеристики элегазовых выключателей.....	37
6.3 Конструкция и принцип действия элегазового выключателя серии GL с пружинным приводом FK3-2 (FK3-4).....	38
6.4 Полнос элегазового выключателя серии GL.....	40
6.5 Описание дугогасительной камеры выключателя серии GL.....	41
6.6 Верхний кожух выключателя типа GL317.....	42
6.7 Принцип работы полюса -выключателя серии GL.....	43
6.8 Процесс отключения выключателя серии GL.....	44
6.9 Основные этапы отключения выключателя GL314X.....	45
6.10 Отключение слабых токов.....	47
6.11 Описание привода выключателя серии GL.....	48
6.12 Описание механизма привода.....	49
6.13 Вспомогательное оборудование привода.....	50
6.14 Описание работы механизма привода.....	51
6.15 Шкаф управления выключателя серии GL.....	53

6.16 Надзор за газовой смесью (SF ₆ +CF ₄).....	54
7 Разъединители	56
7.1 Эксплуатация разъединителей	56
7.2 Подготовка разъединителей к работе, ввод в работу	57
7.3 Выбор разъединителей	58
8 Расчет сметы затрат на реконструкцию оборудования.....	60
8.1 Расчет стоимости материалов (оборудования).....	60
8.2 Расчет трудоемкости монтажных (демонтажных) работ	61
8.3 Расчет заработной платы рабочих, осуществляющих демонтажные и монтажные работы.....	62
8.4 Расчет сметы затрат на монтажные работы	63
8.5 Расчет стоимости реконструкции (ремонта).....	64
8.6 Расчет экономической эффективности реконструкции (ремонта).....	64
9 Техника безопасности при работе на ОРУ	65
Заключение	71
Список используемых источников.....	72

Введение

Гидроэлектростанции играют важную роль в состав Единой электрической системы (ЕЭС) России. В обычном режиме работы ЕЭС РФ они покрывают переменную часть графика, обеспечивая тем самым равномерную работу мощных энергоблоков ГРЭС и АЭС, что улучшает их надежность и экономичность.

Маневренные возможности гидроэлектростанции широко применяются в случае аварийных ситуаций для скорого изменения баланса активной мощности с целью недопущения нарушения устойчивости параллельной работы и восстановления нормальных режимов работы по частоте и напряжению.

Жигулёвская ГЭС, имеющая хорошо разветвленные связи по ВЛ-500 кВ, участвует во вторичном регулировании частоты и мощности в ЕЭС РФ.

Объект исследования выпускной квалификационной работы является реконструкция ОРУ-500 кВ Жигулевской ГЭС, для обеспечения электроснабжением потребителей.

Наиболее существенным фактором, определяющий необходимость реконструкции ОРУ-500 кВ, является повышение надежности оборудования и связанное с ростом надежности снижение недопередачи электроэнергии, выраженное как в натуральных, так и в стоимостных показателях [6].

Энергосистема - это объединение тепловых, электрических сетей, электрических станций, потребителей электроэнергии, которые связаны общими режимами распределения, производства и потребления электроэнергии и тепла. Некоторая часть всей энергосистемы, состоящая из множества электростанций, электрических сетей, отходящих от станций (линии электропередачи, повышающие и понижающие подстанции) и установок обычных потребителей, образует целую электрическую систему.

Основная цель и задача компаний, которые эксплуатируют и обслуживают электрические системы является достижение подачи

бесперебойного электроснабжение потребителей электроэнергией определенного качества.

На территории ОРУ-500 кВ Жигулевской ГЭС находится следующие оборудование: электрооборудование 500 кВ, отдельное здание подстанционного пункта управления (ППУ-500 кВ), здание башни реакторов сети 500кВ, которое при реконструкции демонтировано, отдельный пункт управления противоаварийной автоматики сети 500кВ объединенной энергетической системы Средней Волги (ОПУ-500), компрессорное хозяйство, которое также при реконструкции демонтировано. Кабельное хозяйство, связывающее ОРУ-500 кВ со зданием ГЭС и центральным пультом управления (ЦПУ), расположено в кабельном тоннеле и кабельных каналах. Принципиальное изменение существующей компоновки распределительного устройства 500 кВ - строительство КРУ 500 кВ в условиях существующего территориального расположения ОРУ-500 кВ Филиала ПАО «РусГидро»-«Жигулевская ГЭС».

В обычной жизни человечество не может без удобств цивилизации. Любому человеку требуется потребление пищи, которую он может приготовить в домашних условиях. В домах и квартирах установлены водопроводы, отопление, электрические плиты и большое количество электроприборов. В моей квалификационной работе я хотела бы рассказать про устройство ОРУ-500 кВ старое и обновленное экономичное оборудование, которое эксплуатировалось и используется по сей день.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция ОРУ-500кВ. Жигулевской ГЭС, отвечающую всем новейшим правилам и требованиям.

Произведён выбор аппаратов защиты и распределительных установок. К выполнению реконструкции ОРУ-500 кВ необходимо подходить комплексно - строить новые трансформаторные подстанции с установкой современных трансформаторов:

- провести замену металлических проводов на изолированные провода;
- провести полную реконструкцию опор, заменив деревянные опоры на прочные железобетонные;
- провести полную замену основных кабельных линий на кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена, что в 1,8 раза повышает срок службы кабельных линий и проч.

Данное воздействие позволяет повысить срок службы электрических сетей и значительно снизить потери в линиях электропередач, а также исполнить все взятые обязательства перед потребителями электроэнергии.

1 Состояние ОРУ-500 кВ до реконструкции

В момент строительства Жигулевской ГЭС были монтированы 20 гидроагрегатов мощностью по 115 МВт, у которых общая электрическая мощность Жигулевской ГЭС составляла 2300 МВт. После проведения комплексной реконструкции станции суммарная мощность Жигулевской ГЭС достигла 2488 МВт, а мощность гидроагрегатов увеличилась до 120 и 125,5 МВт. Передача электрической энергии потребителям осуществляется от генераторов Жигулевской ГЭС через открытые распределительные устройства 110 кВ, 220 кВ и 500 кВ [1, 2].

«Открытое распределительное устройство напряжением 500 кВ (ОРУ-500 кВ) расположено на удалении 770 м от здания ГЭС со стороны правого берега верхнего бьефа. Территориально ОРУ 500 кВ разнесено на две карты (Северная и Южная), общей площадью 136 000 м², разделенные земляным валом. На территории ОРУ-500 кВ расположены: здание пункта управления ОРУ (ППУ ОРУ-500 кВ), здание башни ревизии шунтирующих реакторов сети 500 кВ (реакторы в настоящее время демонтированы), пункт управления централизованным комплексом противоаварийной автоматики сети 500 кВ ОЭС Средней Волги (ОПУ-500), компрессорное хозяйство» [12].

«Схема ОРУ 500-кВ состоит из двух рабочих секционных систем шин с двумя выключателями на присоединение (всего 24 выключателя)» [15]. Общее число присоединений на ОРУ-500кВ – 11: 4 линии, 7 блоков. К I секции шин подключены: линии Жигулевская ГЭС – Вешкайма Южная, Жигулевская ГЭС – Куйбышевская и блоки 2ТГ, 3ТГ, ко II секции шин подключены: линии Жигулевская ГЭС – Вешкайма Северная, Жигулевская ГЭС – Азот и блоки 4ТГ, 5ТГ, 6ТГ, 7ТГ, 8ТГ [12]. Электрическая схема ОРУ-500 кВ до модернизации представлена на рисунке 1.

Вывод: в данном разделе было проанализировано состояние ОРУ-500 кВ до реконструкции на Жигулевской ГЭС.

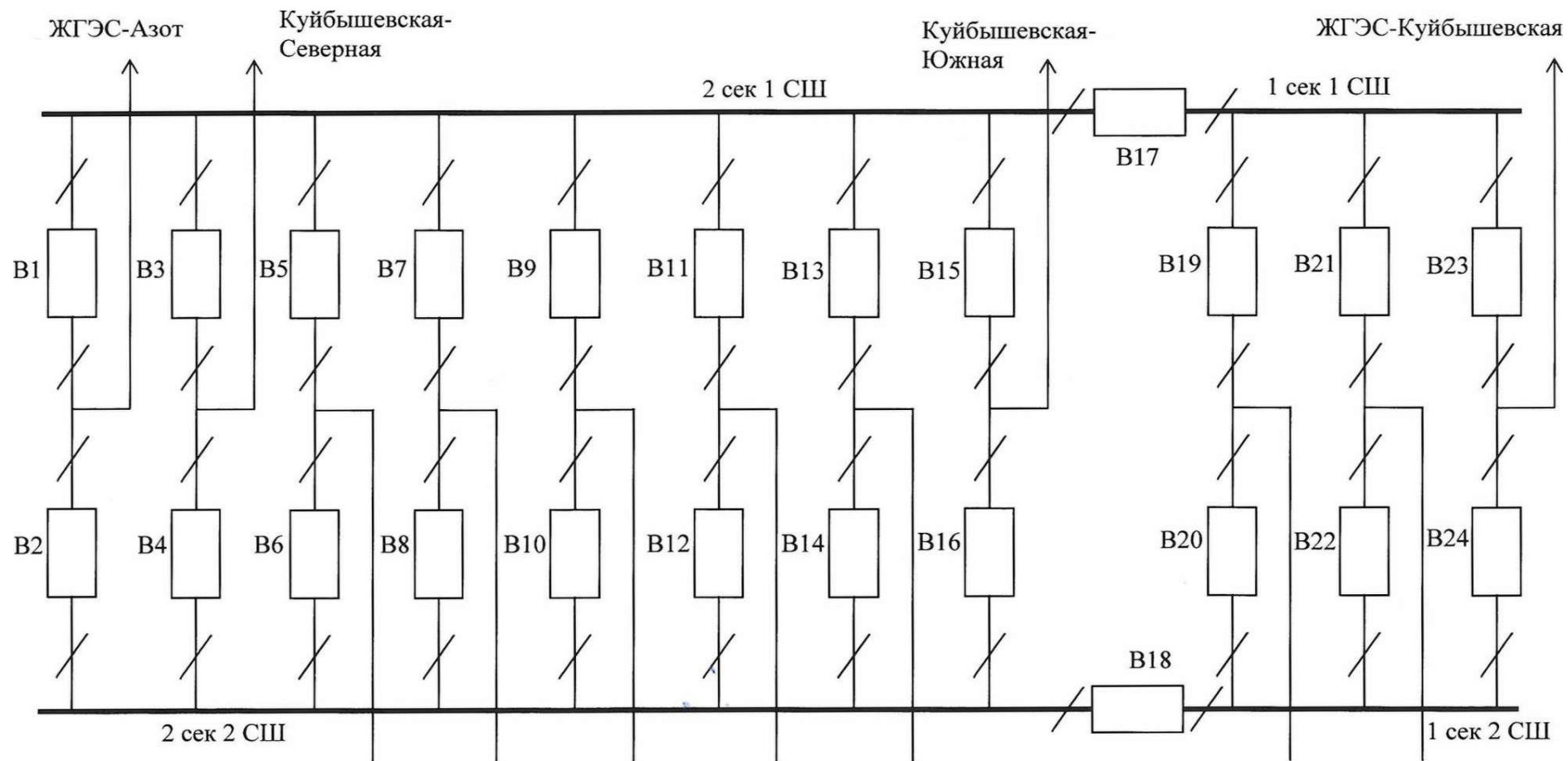


Рисунок 1 – Электрическая схема ОРУ-500 кВ до модернизации

2 Особенности конструкции открытого распределительного устройства

Открытые распределительные устройства (далее ОРУ) — это распределительные устройства, оборудование которых размещается на открытом воздухе. Оборудование ОРУ на Жигулевской ГЭС размещается на бетонных основаниях. Промежутки между элементами оборудования учитываются согласно Правил устройства электроустановок (ПУЭ). При рабочем напряжении оборудования 110 кВ и выше под устройствами, в которых для работы используется масло на открытом воздухе (масляные трансформаторы, выключатели, реакторы) создаются маслоприемники-углубления заполненные гравием или создаются маслоуловители, которые не позволяют проникать маслу в почву. Данная мера также нацелена на снижение вероятности возникновения пожара и снижение повреждений при аварии на таких устройствах [8, 9, 10]. С экологической точки зрения возникает острая необходимость замены масляных выключателей на ОРУ и применять экологичное оборудование для бесперебойной системы. При реконструкции ОРУ-500 кВ Жигулевской ГЭС возникла острая необходимость замены воздушных выключателей и установка более экологически чистого оборудования - элегазовые выключатели. Такая замена позволит исключить устаревшее оборудование и дополнительных компрессорных установок, необходимых для поддержания давления воздуха [12].

Сборные шины ОРУ исполняются не только в виде жёстких труб, но и в виде гибких проводов. Жёсткие трубы крепятся на стойках через опорные изоляторы, а гибкие провода подвешиваются на порталах на подвесные изоляторы. Территория, на которой располагается ОРУ, обязательно должна быть ограждена и не иметь свободного доступа [12].

Преимущества:

- на ОРУ можно размещать множество электрических устройств и также предполагается использование оборудования для работы на высоких классах напряжений;
- при реализации проекта ОРУ отсутствует необходимость затрат на возведение отдельных зданий;
- ОРУ лучше ЗРУ в части дальнейшего его расширения и в случае необходимости ее реконструкции;
- предполагает зрительную визуализацию всего оборудования ОРУ [6, 7].

Недостатки:

- при эксплуатации оборудования ОРУ необходимо учитывать неблагоприятные погодные условия (высокие и низкие температуры, ветер, дождь, снег и другие). Окружающая среда очень сильно воздействует на конструктивные элементы ОРУ, что приводит их к более раннему износу;
- ОРУ занимают значительно больше места, чем ЗРУ [6].

Тем не менее целесообразнее применять в общей схеме ОРУ, учитывая все преимущества и недостатки, чем ЗРУ.

К распределительным устройствам (РУ) предъявляются ряд требований:

- высокое качество работы, которое выражается в правильной схеме электрических соединений, надежностью и правильностью выбранных аппаратов, а также правильным распределением оборудования по РУ;
- удобство и безопасное обслуживание РУ обеспечивается соответствующим расположением аппаратов, разделением действующего оборудования защитными перегородками или перекрытиями, применением контура заземлений;
- соблюдение пожарной безопасности [23].

Основной функцией является создание подстанции, реализация которой позволяет обеспечивать качественное и надежное электроснабжение всех потребителей [11].

При реализации реконструкции/модернизации применяются современные технические решения, позволяющие минимизировать обслуживание подстанции, также повышение надежности электроснабжения и снижение затрат на текущую их эксплуатацию [21, 23, 24].

В ходе реконструкции было заменено следующее электротехническое оборудование:

- воздушные выключатели 500 кВ;
- разъединители 500 кВ;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения 500 кВ;
- ограничители перенапряжений 500 кВ;
- опорные изоляторы, провода и подвесная изоляция - оборудование высокочастотной обработки ЛЭП;
- распределительные шкафы 0,4 кВ;
- ремонтные посты;
- прокладываются новые кабели 0,4 кВ к оборудованию;
- выполняются новые магистральные кабельные каналы с сохранением распределительных кабельных каналов в пределах ячеек выключателей;
- предусматривается выполнение нового защитного заземления [21, 23, 24].

Главная схема электрических соединений после реконструкции представлена в Приложении. Учитывая все необходимые параметры и особенности оборудования на схеме сохранены «две рабочие системы шин с двумя секциями выключателей на присоединение» [24]. Для равного распределения присоединений по секциям систем шин [13].

ОРУ-500 кВ, и в соответствии с рекомендациями оперативного диспетчерского управления Средней Волги, рассматривался вариант распределения присоединений «ввод от ГЭС с четвертой трансформаторной группы» и «ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС-Вешкайма Южная» на первые секции систем шин. Осуществлен территориальный перенос ячеек секционных выключателей на место разделительного вала [20]. Существующие шинные порталы систем сборных шин на земляном валу демонтировались и установили два новых металлических шинных портала высотой 19 метров [22]. Все электроприемники относятся к первой категории электроснабжения. Питание электроприемников, установленных на площадке ОРУ-500 кВ размещается от распределительных шкафов, питающихся с 1-ой и 2-ой секций РУ-0,4 кВ, установленных в здании ППУ-500 кВ. Здание ППУ-500 кВ размещено в середине площадки ОРУ-500. Питание ремонтных постов, установленных на площадке ОРУ-500, размещено с 1-ой и 2-ой секций РУ-0,4 кВ. Распределительные шкафы и ремонтные посты установлены на старых местах вместо демонтируемых и морально устаревшего оборудования. Сеть 0,4 кВ выполнена с глухозаземленной нейтралью с системой заземления TN-S [21, 23, 24, 19].

Вывод: в данном разделе были рассмотрены особенности конструкции ОРУ, его преимущества и недостатки, предъявляемые требования. Описано электротехническое оборудование, которое было заменено во время реконструкции.

3 Решение по поставке электрической энергией электроприемников в соотношении с заданными параметрами при эксплуатации и в случае аварийной ситуации

При разработке проекта по реконструкции ОРУ-500 кВ использовалась необходимая документация [23, 24].

При реконструкции ОРУ-500 кВ заменено все основное электротехническое оборудование. Системы шин и связь между аппаратами в ячейках ОРУ 500 кВ, выполнены двумя медными полыми проводниками МП-300, заменены на сталеалюминевый провод АС-700/86 два проводника в фазе. Воздушные выключатели 500кВ заменены на элегазовые колонковые выключатели GL 317 фирмы «Areva» на напряжение 525 кВ, номинальный ток 2000 А, ток отключения 40 кА. «Разъединители заменены на однополюсные разъединители типа SP0L2T (SPOLT) с двигательными приводами для главных ножей и заземлителей фирмы «Areva» на напряжение 550 кВ, номинальный ток 2000 А, ток термической стойкости 40кА. «Трансформаторы тока заменены на трансформаторы тока SAS 550/5G(элегазовые) фирмы «Trench Germany GmbH» с семью вторичными обмотками, а трансформаторы напряжения емкостного типа TEMP 550 «Trench Limited Instrument Transformer Division» (Канада) присоединены без разъединителей к сборным шинам» [14]. Для предотвращения возможного феррорезонанса напряжений в ячейках воздушных линий до высокочастотного заградителя со стороны ВЛ установлены емкостные трансформаторы напряжения TEMP 550. С другой стороны высокочастотного заградителя установлены трансформаторы напряжения электромагнитного типа SVS 550/5 производства «Trench Germany GmbH». Ранее существующие ограничители перенапряжений заменяются на ОПНп-550/1500/318-20-III УХЛ1 производства ЗАО «Полимер-аппарат» г.Санкт-

Петербург. В ячейках ВЛ 500кВ заменены ВЧ заградители: Жигулевская ГЭС-Куйбышевская - DLTC 2000/1,0 [3, 12].

Питание электроприемников, установленных на площадке ОРУ-500 кВ, предусматривается, как потребителей 1 категории, от распределительных шкафов С1 (С2), питающихся с 1-ой и 2-ой секций РУ-0,4 кВ, установленного в здании ППУ. Здание ППУ-500кВ располагается в середине площадки ОРУ-500 кВ. Распределительные шкафы С1 (С2) выполнены секционированными с разделением по секциям нагрузок обогрева шкафов управления и питания приводов и вводом питания в шкаф от разных секций РУ-0,4 кВ, чем обеспечивается надежное электроснабжение в аварийных и ремонтных режимах [25, 26]. Защита отходящих линий для всех потребителей выполнено с использованием автоматических выключателей стационарного исполнения. Питающие и распределительные сети исполнены медными кабелями с пониженной горючестью:

- марки Alsecure А для прокладки в кабельных каналах, в земле в трубах и открыто в коробах;
- марки ВВГнг(А) для прокладки в земле в трубах и открыто в коробах [12].

Вывод: в данном разделе описаны электроприемники и их основные параметры, проанализировано решение по поставке электрической энергией электроприемников в соотношении с заданными параметрами при эксплуатации и в случае аварийной ситуации.

4 Требования к надежности электроснабжения собственных нужд и качеству электроэнергии. Покрытие реактивной мощности, релейной защиты, управления, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения

Потребители собственных нужд ОРУ-500 кВ по степени надежности электроснабжения относятся, в основном, к первой категории. Для их питания устанавливаются в здании ППУ силовые трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ мощностью 630 кВА (7ТС и 8ТС). Электроснабжение выполняется взаиморезервированными кабельными линиями от разных секций РУ-0,4 кВ. Качество электроэнергии соответствует требованиям ГОСТ 13109-97. Производится общий учет электроэнергии всех потребителей, питающихся от 7ТС и 8ТС с помощью установки в вводных ячейках РУ-0,4 кВ счетчиков активной электроэнергии [19].

В результате минимального потребления реактивной мощности нагрузками собственных нужд ОРУ-500 кВ компенсация реактивной мощности не предусмотрена. При реализации проекта по реконструкции для защиты трансформаторных присоединений предусмотрены:

- дифференциальная защита связей 500 кВ от здания ГЭС;
- защита на расстоянии, в которую входят четыре ступени, блокировка по качаниям и блокировка по неисправности цепей напряжения;
- токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП), которая имеет четыре ступени, и которая обеспечивает вывод любой ступени из действия в работу однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) линии 500 кВ [19].

В виде главной защиты линии 500 кВ в связи с недоступностью волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) применяется микропроцессорная дифференциально-фазная высокочастотная защита, в состав которой входит функция ОАПВ с быстродействием защит линии, расчетной и настроенной

выдержкой времени. В качестве улучшения быстродействия защиты применены каналобразующие аппаратуры приемоатчики типа «АВАНТ» производства ООО «Прософт-Системы» [3, 13]. Данная аппаратура обеспечивает сравнение фаз токов по концам защищаемой линии в течение каждого полупериода. В качестве резервных микропроцессорных защит приняты:

- защита на расстоянии, в состав которой входит не меньше 3-х ступеней, а также блокировка от качаний и блокировка при неисправностях цепей напряжения (БНН);

- токовая направленная защита нулевой последовательности (ТЗНП), которая имеет не менее четырех ступеней и обеспечивает вывод любой из ступеней при действии ОАПВ [3, 13].

На линиях 500 кВ выполнены защиты от неполнофазного режима работы (ЗНФР), которая должна срабатывать при наличии:

- сигнала защиты от непереключения фаз (ЗНФ);
- сигналов об отключенном положении других выключателей, через которые линии подключены к распределительному устройству;
- сигнала об отсутствии цикла ОАПВ;
- сигнала о протекании тока нулевой последовательности по данной линии (обычно от измерительного органа тока III ступени ТЗНП).

ЗНФР действует по каналам ВЧТО на отключение выключателей противоположного конца линии и на пуск УРОВ неполнофазно включенного/отключенного выключателя. ЗНФР, в ходе реконструкции, реализована в терминале резервной защиты линии и в терминалах автоматики управления, АПВ и УРОВ выключателей.

«На линиях 500 кВ выполнено трехфазное АПВ (ТАПВ). Предусмотрена дифференциальная защита шин, УРОВ и защита секционных выключателей 500 кВ. Защита секций шин 500 кВ выполнена с применением двух независимых комплектов дифференциальной защиты (ДЗШ). Это

позволяет обеспечивать надежное, быстродействующее и селективное отключение поврежденных секции шин в условиях вывода в профилактику или неисправность одного из комплектов ДЗШ; также, упрощается эксплуатационное обслуживание комплектов ДЗШ, что создает условия для повышения его качества» [15].

«Устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ) 500 кВ выполнено индивидуальным для каждого выключателя и приводит в действие принцип автоматической проверки исправности выключателя. Автоматика управления каждого выключателя 500 кВ выполнена в отдельном МП терминале и в низковольтном комплектном устройстве (НКУ), предназначенном для установки этого терминала и другой аппаратуры. Данный терминал называется терминалом защиты, автоматики и управления выключателя (ЗАУВ). В МП терминале и НКУ ЗАУВ разместятся следующие функции и цепи:

- а) Функции и цепи защиты выключателя:
 - Защита от непереключения фаз;
 - УРОВ; это устройство называется защитой отказавшего (поврежденного) выключателя;
 - Защита электромагнитов управления (ЗЭУ) от длительного протекания тока;
- б) Функции и цепи автоматики выключателя:
 - АПВ с блокировками по напряжению (ТАПВ и ОАПВ или только ТАПВ);
 - Автоматика управления выключателя (АУВ);
 - Технологическая автоматика (ТА)» [15].

«Цепи управления выключателя, к которым относятся цепи на электромагниты включения (ЭМВ) и отключения (ЭМО), воспринимающие команды оперативного или аварийного управления. Непосредственно к АУВ относятся следующие функции (реле) и цепи:

- Контроль включенного положения выключателя (KQC) и исправности цепей отключения;
- Контроль отключенного положения выключателя (KQT) и исправности цепей включения;
- Реле и цепи дистанционного включения (KCC) и отключения (KCT);
- Контроль тока в электромагнитах управления (ЭМУ);
- Удерживание сигналов оперативного и аварийного управления;
- Блокировка от многократного включения (KBS);
- Блокировка управления выключателя и пуска АПВ от технологической автоматики, контролирующей давление в дугогасительной (изоляционной) среде (элегазе) и энергию, запасенную приводом выключателя (сжатие-растяжение пружин);
- Фиксация положения выключателя (KQ) с использованием отдельных вспомогательных контактов выключателя;
- Фиксация командных импульсов (KQQ), выполняемая для формирования цепи "несоответствия" положения выключателя;
- Фиксация отключения выключателя (ФОВ) и включения выключателя (ФВВ) для целей противоаварийной автоматики и ЗНФР линий;
- «Формирование цепи автоматического ускорения ступенчатых защит при включении выключателя;
- «Формирование цепи селективного пуска приборов ОМП и др» [15].

Ранее на ОРУ была необходимость при эксплуатации задействовать постоянно обслуживающий персонал. После проведения реконструкции задействуют обслуживающий персонал в малообслуживаемом режиме [6]. «Необходимость ремонтного персонала необходимо только в результате следующего:

- устранении и завершении аварийных ситуаций и чрезвычайных ситуаций;
- предоставления в ремонт оборудование и дальнейшие его ввод в эксплуатацию по прекращению основного ремонтного воздействия;
- ТО согласно нормативных актов (техническое и профобслуживание, и ремонт согласно плана силового электротехнического оборудования, средств РЗА, ПА, АСУ, поверка средств измерений, обновление программного обеспечения и технических средств САУ ОРУ-500 кВ);
- ТО, которое ранее не было предусмотрено планом (возвращение работы оборудования после прекращения 1-го из 2-х повторяющихся устройств, прекращение плохих течений в эксплуатации оборудования).

В результате исполненной модернизацией ОРУ-500 кВ Жигулевской ГЭС и эксплуатации при привлечении малого количества обслуживающего персонала в режиме эксплуатации при применении АСУ ТП используются ряд факторов:

- усиленная надежность коммуникаций в системе, в 1-ю очередь обмена информацией с центральными диспетчерскими пунктами управления (в случае исчезновения связи дополнительно организован незамедлительный выход на подстанцию персонала оперативно-выездных бригад, так как сложившийся инцидент может быть приравнен к утрате управления подстанцией);
- незначительное количество органов ручного управления режимами работы силового оборудования и систем управления (ПА, САУ, РЗА) на панелях управления, шкафах и т.п.;
- минимальное количество выходов оперативно-выездных бригад на ОРУ-500 за счет диагностики на расстоянии, как силового электрического оборудования, так и программно-технических средств систем управления (САУ, РЗА, ПА), а также управления на расстоянии режимами ПС;

– зрительный надзор за проведением переключений коммутационных аппаратов за счет системы технологического видеонаблюдения. Программно-технический комплекс системы автоматики и управления ОРУ-500кВ Жигулевской ГЭС дает возможность работать при протекании технологического процесса, оснащенный средствами управления, сбора, регистрации, обработки, отображения, хранения и передачи информации» [15].

«Все устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления относятся к нижнему уровню» [15]. «Они производят сбор информации и выдачу команд управления, необходимых для бесперебойного функционирования в целом САУ ОРУ-500кВ Жигулевской ГЭС» [24]. «Нижний уровень представляет собой целый комплекс технических средств, в состав которого входят:

– микропроцессорные устройства - микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики (МПРЗА) производства ООО НПП «Экра», микропроцессорные устройства определения места повреждения линии (ОМП), регистраторы аварийных сигналов (РАС), противоаварийная автоматика. Устройства перечисленных подсистем имеют:

– возможность прямого ввода измерительных сигналов от измерительных ТТ и ТН;

– нормирующие преобразователи (тока, напряжения, температуры, давления и т.п.) в случае невозможности использования сигналов на прямые вводы устройств САУ;

– микропроцессорные устройства АСУ- реализованные на основе контроллеров УСО;

– стандартные полевые (промышленные) сети- для коммуникации устройств нижнего уровня с оборудованием среднего уровня» [15].

«Верхний уровень образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на верхний уровень и от

верхнего уровня на нижний. Устройства верхнего уровня размещены ближе к техническим средствам нижнего уровня. Верхний уровень представляет собой комплекс технических средств:

– Концентраторы РЗА (функциональные контроллеры, контроллеры присоединения-программно-аппаратные средства, обеспечивающие связь с устройствами и подсистемами нижнего уровня, предварительную обработку, промежуточное архивирование и передачу информации на верхний уровень. Связь с нижним уровнем производится по стандартным интерфейсам (RS-485/232, Ethernet и т.д.) с использованием «витой» пары или оптоволокна (число устройств в информационном канале определяется на основе динамических характеристик каналов связи и особенностей самих устройств). Для обеспечения повышенной надежности устройства среднего уровня представляют собой контроллеры промышленного исполнения;

– Концентратор РАС (программно-аппаратный шлюз)- программно-аппаратные средства, обеспечивающие связь устройствами аварийных регистраторов, предварительную обработку, промежуточное архивирование и передачу информации на верхний уровень. Связь с РАС производится по стандартным интерфейсам (RS-485/232, Ethernet и т.д.) и унифицированным протоколом с использованием «витой пары»;

– Локальный Сервер (ОРУ 500кВ)- расположен непосредственно в шкафу концентраторов РЗА ОРУ 500кВ и предназначен для получения и централизованной обработки информации от устройств нижнего уровня, для ее хранения в локальных архивах, выдачи по требованию оператора для соответствующих задач, запускаемых на локальном уровне и передачи на верхний уровень на Сервер ВУ. На локальном Сервере (ЛС) должны отображаться все мнемокадры, относящиеся к данному ОРУ, аналоговые и дискретные данные от всех подсистем (УСО, ОБР, измерительные преобразователи, МП, РЗА, ОМП, РАС и МКПА). С ЛС также может

осуществляться резервное управление коммутационным оборудованием (выключатели, разъединители, заземляющие разъединители) ОРУ 500 кВ;

– Система единого времени построена в виде отдельного комплекса технических средств, где в качестве внешнего источника синхронизации используется GPS система, включающая в себя: спутниковую антенну, приемник и кабель связи. Под синхронизацией понимается подстройка локальных таймеров, имеющих в микропроцессорных компонентах ПТК (контроллерах, терминалах РЗА и ПА, серверах, аварийных осциллографах, шлюзах и т.п.) в соответствии с общесистемным временем ПТК. Синхронизация реализована как по выделенным каналам связи, так и по общеинформационным. Верхний уровень: относятся средства передачи, централизованного хранения и представления информации, а также средства локальной вычислительной сети, объединяющей рабочие станции системы, сюда же входят АРМ оперативного и инженерно-технического персонала административного корпуса. Технические средства верхнего уровня распределены по службам ОРУ. Компоновка технических средств нижнего уровня САУ ОРУ 500 кВ предлагает использование в полной мере возможностей интегрируемых подсистем телемеханики и технического учета. Технические средства нижнего уровня САУ ОРУ 500 кВ представляют собой промышленный ПК (концентратор), обеспечивающий прием информации от устройств МП, РЗА, ОМП, РАС, УСО, ОБР, от многофункциональных измерительных преобразователей, ее предварительную обработку, буферизацию и передачу на Сервер ВУ, обеспечивая требуемые динамические характеристики (1-секундный цикл опроса параметров нормального режима). Связь осуществляется по RS-485/232, Ethernet по «витой паре» [15].

«Концентратор САУ ОРУ 500 кВ содержит технические средства, которое обеспечивает требуемое количество и типы каналов связи. На всех присоединениях ОРУ 500 кВ установлены многофункциональные

микропроцессорные контроллеры, обеспечивающие мониторинг аналоговых параметров, технический учет электроэнергии и измерение параметров качества электроэнергии. Основная часть информации по дискретным сигналам, командам управления поступает от контроллеров нижнего уровня. Система единого времени на ОРУ 500 кВ автономна. Она построена на спутниковой антенне (GPS), опорном узле СЕВ, позволяющей раздавать метки времени микропроцессорным устройствам по интерфейсу» [15].

«Поставляемый ПТК обеспечивает реализацию описываемых ниже основных информационных, управляющих и вспомогательных (сервисных) функций САУ, обеспечивающих эффективную организацию оперативного и оперативно- диспетчерского управления ОРУ 500кВ Жигулевской ГЭС в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах» [15]. «Отказ хотя бы одной базовой функции существенно затрудняет эксплуатацию оборудования САУ, поэтому выполнение их является обязательным» [24]. «Функции САУ ОРУ 500 кВ подразделяют на две группы: технологические и общесистемные» [15].

«Состав основных технологических функций:

- прием и первичная обработка аналоговой информации;
- прием и первичная обработка дискретной информации;
- мониторинг текущего режима и состояния главной схемы ОРУ 500 кВ;
- автоматизированное управление (дистанционное и по месту) коммутационными аппаратами подстанции;
- организация предупредительной и аварийной сигнализации;
- регистрация аварийных ситуаций;
- автоматический сбор осциллограмм с терминалов РЗА и МП контроллеров САУ;
- мониторинг текущего состояния электрооборудования (выключателей, разъединителей и заземляющих разъединителей);

- контроль вывода и ввода терминалов защит, перевода цепей напряжения;

- определение места повреждения на ВЛ (ОМП) или сбор информации с МП контроллеров и специализированных устройств ОМП;

- технический учет электроэнергии;

- контроль качества электроэнергии;

- контроль состояния технологических подсистем (охранная сигнализация, система климат-контроля, система автоматического пожаротушения, система контроля и доступа и т.д.)» [15].

«Состав основных общесистемных функций:

- синхронизация компонентов ПТК САУ ОРУ 500 кВ;

- тестирование и самодиагностика компонентов ПТК;

- архивирование информации;

- защита информации;

- формирование отчетных документов;

- экспорт архивной информации во внешние файлы;

- организация внутрисистемных коммуникаций между компонентами САУ ОРУ 500 кВ;

- организация информационного обмена со средствами автономных (смежных) систем контроля и управления (РЗА, ПА, связи)» [15].

«Архитектура и основные принципы построения ПТК САУ ОРУ 500 кВ позволит в дальнейшем, при дальнейшем развитии системы, организацию решения ряда функциональных задач, не являющихся базовыми, но существенно повышающих качество системы управления и, как следствие, более эффективную эксплуатацию оборудования САУ ОРУ 500 кВ. Например, поддержка оперативного и диспетчерского персонала в сложных режимах на основе анализа технологических ситуаций, информационная поддержка ремонтного персонала, расширенный мониторинг и диагностика основного и вспомогательного оборудования ОРУ 500 кВ. При допустимом дальнейшем

переходе ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС на «необслуживаемый» режим с оперативно-диспетчерским телеуправлением подстанцией из удаленного пункта управления (ЦПУ) в САУ ОРУ 500 кВ будут реализованы задачи, обеспечивающие такое телеуправление» [15].

Вывод: в данном разделе проанализированы требования к надежности электроснабжения собственных нужд к качеству электроэнергии, как произведено покрытие реактивной мощности. Описаны основные устройства релейной защиты, управления, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения, установленные на ОРУ-500 кВ.

5 Масляное и ремонтное хозяйство, мероприятия по заземлению и молниезащите

Ранее имеющиеся измерительные трансформаторы тока и напряжения масляного исполнения заменены на аппараты с элегазовой изоляцией. В результате чего масляное хозяйство на площадке ОРУ-500 кВ не предусмотрено. Текущий и капитальный ремонт электрооборудования выполняется в ячейках установки данного оборудования. Для этого применяются въезды в ячейки выключателей 500 кВ подъемных кранов и другой необходимой ремонтной техники с основных проездов по площадке ОРУ [5].

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током применено заземление установленного оборудования. Реализовано заземления оборудования в соответствии с чертежами заводов-изготовителей стальной полосой сечением не менее 4х40мм с присоединением сваркой к существующему контуру заземления ОРУ. Все металлоконструкции, на которых установлено оборудование, присоединить к контуру заземления полосой не менее 4х40мм сваркой [27, 28, 14].

Вывод: в данном разделе описано масляное и ремонтное хозяйство, мероприятия по заземлению и молниезащите.

6 Выбор электрических аппаратов

6.1 Выбор выключателей

«Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока нагрузки. Элегазовый выключатель (ЭВ) относится к коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является газовая смесь; элегаза и четырёхфтористого углерода (хладогена) ($\text{SF}_6 + \text{CF}_4$). Элегазовый выключатель производства ALSTOM (AREVA) серии GL состоит из трех отдельных полюсов, установленных каждый на своей раме». Каждый полюс выключателя состоит из дугогасительных камер (для GL314X - из одной, для GL317 - из двух), с одним разрывом в каждой, установленных на опорной стойке. В дугогасительном устройстве используется гашение дуги дутьем с дополнительным автопневматическим эффектом. В опорной стойке находится изоляционная тяга управления, соединенная с приводом и воздействующая на передаточный механизм подвижных контактов дугогасительной камеры. Дугогасительные камеры и опорные изоляторы заполнены газовой смесью $\text{SF}_6 + \text{CF}_4$. Абсолютное давление газа 1,0 МПа (10атм)» [15].

«Управление ЭВ производится тремя пружинными приводами. Привод полюса выключателя и двигателя заводки пружин расположены в коммутационном органе, установленном на раме. Завод пружин производится двигателем. Включающая пружина ЭВ заводится (если была «свободна») в рабочее положение через 3-5 секунд после подачи напряжения в цепь питания электродвигателя привода» [15].

«Полюс выключателя состоит из трех основных элементов (рисунок 2, таблица 1):

- Дугогасительная камера (1);

- Опорная стойка (2);
- Картер (3)» [15].

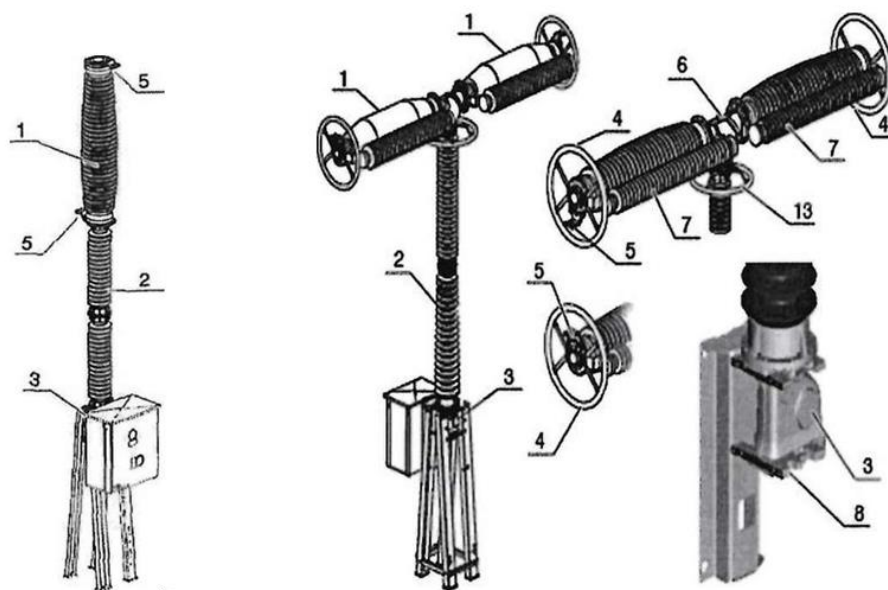


Рисунок 2 – Составные части полюса выключателя

Таблица 1 – Технические характеристики выключателя GL317

Тип выключателя	Размерность	GL317	GL314	S1-145
1	2	3	4	5
Номинальное напряжение	кВ	525	220	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	550	252	145
Номинальный ток	А	2000	4000	3150
Номинальная частота	Гц	50	50	50
Номинальная отключающая способность при симметричном коротком замыкании	кА	40	50	40
Полное время отключения/включения	с	0,04	0,26/0,107	0,038
Номинальный коммутационный цикл		0-0,3 с-BO-ISOc-BO		
Масса выключателя	кг	7046	3381	1516
Допустимая температура окружающего воздуха	°С	-45... +40	-50 ... +40	-50...+40

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Предельный электрический износ* XNI ² (N-число отключений, I-величина отключенного тока)	кА ²	20 000	25 000	24 000
Давление газовой смеси SF ₆ + SF ₄ при 20°C				
P _{НОМ} - Номинальное давление газовой смеси для изоляции	МПа (атм)	1 (Ю)		0,64 (6,4)
P _{СИ} - Сигнальное давление изоляции	МПа (атм)	0,89 (8,9)		0,54 (5,4)
P _{АДС} - Аварийное давление для изоляции	МПа (атм)	0,86 (8,6)		0,51 (5,1)
Масса газа для трехполюсного аппарата: элегаз/хладоген элегаз/азот	кг	20,3/21,3	8,6/9,1	4,4/0,6
Привод выключателя				
Размыкающие и замыкающие цепи двигателя	В	220 (= I) 220 (~ I)	220 (= I) 220 (~ I)	220 (= I) 230 (~ I)
Постоянный нагрев	Вт	100 Вт/ПК-3-4 45	50	80
Термостатированный нагрев (если T < +5 °C)		Вт/шкаф 100 Вт/ПК-3-4		
Включающие и отключающие катушки		2x400Вт/шкаф	340 800	540 750
Двигатель		340 1300		

Проверка:

1. По способности отключать симметричный ток КЗ.

Условие проверки:

$$I_{П.К1} \leq I_{откл} \quad (1)$$

Вывод: т.к. $I_{П.К1} = 2 \text{ кА} \leq I_{откл} = 2,7 \text{ кА}$ выбранный выключатель проходит по способности отключать симметричный ток КЗ (таблица 1).

2. По способности отключать апериодическую составляющую тока КЗ.

Условие проверки:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.к1} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (2)$$

где: $i_{a\tau}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов, кА;

β_H - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.к1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (3)$$

где: τ - время расхождения контактов, с;

$t_{с.в.}$ - собственное время отключения;

$T_a=0,05$ - постоянная затухания апериодической составляющей тока

К.З.

$$\tau = t_{р.з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с};$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,77 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,115}} = 2,6 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot 2,77 + 2,6 = 6,52 \text{ кА.}$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (4)$$

где: β_H - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

$$\beta_H = 35\% \text{ (при } \tau = 0,045 \text{ с)};$$

$$\sqrt{2} \cdot 6,52 \cdot \left(1 + \frac{35}{100}\right) = 12,41 \text{ кА.}$$

Вывод: т.к. $\sqrt{2} \cdot 2,77 + 2,6 = 6,52 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 6,52 \cdot \left(1 + \frac{35}{100}\right) = 12,41 \text{ кА}$ выключатель проходит по способности отключать апериодическую составляющую тока КЗ.

3. По электродинамической стойкости.

Условие проверки:

$$I_{П.К1} < I_{дин} \text{ и } i_{уд.К1} \leq i_{дин} , \quad (5)$$

$$I_{П.К1} = 2,77 \text{ кА} < I_{дин} = 25 \text{ кА};$$

$$i_{уд.К1} = 7,05 \text{ кА} \leq i_{дин} = 64 \text{ кА}.$$

Вывод: выключатель проходит по динамической стойкости.

4. По термической стойкости.

Условие проверки:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad (6)$$

где: B_k - тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$I_{терм}^2$ - ток термической стойкости, кА^2 ;

$t_{терм}$ - время термической стойкости, с.

$$B_k = I_{П.К1}^2 \cdot (t_{р.з.мах} + t_{П.В.} + T_a) \quad (7)$$

$$t_{р.з.мах} = 1 \text{ с}, t_{П.В.} = 0,06 \text{ с}, T_a = 0,115 \text{ с}.$$

$$B_k = 2,77^2 \cdot (1 + 0,06 + 0,115) = 9,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вывод: т.к. $9,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ выключатель проходит по термической стойкости.

Выключатели выбираются с учетом расчетов с сайта производителей и поставщиков [3, 12] (таблица 2).

Таблица 2 – Выбор выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 525 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 525 \text{ кВ}$
$I_{ф.р.} \leq I_{ном}$	$I_{ф.р.} = 73,48 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п.к1} \leq I_{откл.}$	$I_{п.к1} = 2,77 \text{ кА}$	$I_{откл.} = 25 \text{ кА}$
$(\sqrt{2} \cdot I_{пк1} + i_{ат}) \leq$ $\leq (\sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot (1 + \frac{\beta_H}{100}))$	6,52 кА	12,41 кА
$I_{п.к1} \leq I_{дин}$ $i_{уд.к1} \leq i_{дин}$	$I_{п.к1} = 2,77 \text{ кА}$ $i_{уд.к1} = 7,05 \text{ кА}$	$I_{дин} = 25 \text{ кА}$ $i_{дин} = 64 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_K = 9,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} =$ $= 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вид элегазового колонкового выключателя 110-750 кВ Alstom Grid показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Элегазовые выключатели типа GL

Элегазовые выключатели типа GL используются для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 110-750 кВ (таблица 3).

Таблица 3 – Характеристики выключателей

Тип выключателя		GL 312	GL 314	GL 314X	GL 315	GL 315X	GL 317	GL 317X	GL 318	GL 318X	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Класс напряжения, кВ		110	220		330		500		750		
Наибольшее рабочее напряжение, кВ		145	252		363		550		800		
Номинальная частота, Гц		50									
Испытательные напряжения:											
Грозового импульса, кВ	на землю	650	1050		1 300		1 800		2 100		
	между контактами	650	1 050		1 175 (+205)		1 671 (+450)		2 100 (+455)		
Коммутационного импульса, кВ	на землю	-	-		950		1 250		1 425		
	между контактами	-	-		900 (+345)		1 050 (+450)		1 175 (+650)		
Промышленной частоты, кВ	на землю	310	460		560		860		960		
	между контактами	310	460		750		1 000		800 (+500)		
Длина пути утечки, см/кВ		2,0-3,1									
Номинальный ток, А		3150	4000								
Номинальный ток динамической стойкости, кА		100	125	160	125	160	125	160	125	160	
Номинальный ток термической стойкости, кА		40	50	63	50	63	50	63	50	63	
Номинальный ток отключения, кА		40	50	63	50	63	50	63	50	63	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Номинальный ток включения, кА	100	125	160	125	160	125	160	125	160
Полное время отключения, мс	50	40	45	45	45	45	45	45	45
Время включения, мс	<70	100	110	110	110	110	110	110	110
Управление	Пофазное и трехфазное			Пофазное					
Привод	Пружинный								
Последовательность операций	О - 0,3с – ВО – 3 мин - ВО ВО - 15С - ВО								
Шунтирующий конденсатор, пФ	-			-			600		300
Дугогасящая среда	SF6 (до -40°C); SF6+CF4 (до -55°C)								
Категория размещения	Наружная								
Температура окружающей среды, °С	-55 ... +40								

Отметим преимущества элегазового выключателя:

- Дугогасительная камера аналогична для всех выключателей;
- Пружинный приводной механизм FK3 состоит из пружины включения и отключения, обеспечивает очень высокую надёжность;
- Прямое соединение пружинного привода с соединительной тягой обеспечивает быструю и простую установку на месте установки оборудования;
- Высокое качество конструкции и очень низкая вероятность повторения пробоя в соответствии с IEC 62271-100, класс M2 и C2.

Вывод: выключатель GL317 подходит по всем параметрам.

6.2 Технические характеристики элегазовых выключателей

Таблица 4 – Технические характеристики

Номинальные данные		
Тип выключателя		GL317
Номинальное напряжение	кВ	525
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	550
Номинальный ток	А	2000
Номинальная частота	Гц	50
Номинальная отключающая способность при симметричном коротком замыкании	кА	40
Полное время отключения/включения	с	0,04
Номинальный коммутационный цикл	O - 0,3 с – BO - ISOc-BO	
Масса выключателя	кг	7046
Допустимая температура окружающего воздуха	°С	- 45 ... +40
Предельный электрический износ* XNI ² (N-число отключений, 1- величина отключенного тока)	кА ²	20 000
Давление газовой смеси SF ₆ + SF ₄ при 20°С		
P _{НОМ} - Номинальное давление газовой смеси для изоляции	МПа (атм)	1 (Ю)
P _{СДИ} - Сигнальное давление изоляции	МПа (атм)	0,89 (8,9)
P _{АДИ} - Аварийное давление для изоляции	МПа (атм)	0,86 (8,6)
Масса газа для трехполюсного аппарата: элегаз/хладоген элегаз/азот	кг	20,3/21,3
Привод выключателя		
Размыкающие и замыкающие цепи	В	220 (= I)
Двигатель		220 (~ I)

Продолжение таблицы 4

Постоянный нагрев	Вт	100 Вт/ПК-3-4 45 Вт/шкаф 100
Термостатированный нагрев (если $T < +5$ °С)		Вт/ПК-3-4 2х400Вт/шкаф
Включающие и отключающие катушки		340 1300
Двигатель		

Эксплуатация выключателей возможна до достижения предельного электрического износа (таблица 4).

«Перегрузка выключателей свыше номинального тока не допускается, кроме режима плавки гололеда для выключателей 500 кВ по схемам, согласованным главным инженером ГЭС» [4].

6.3 Конструкция и принцип действия элегазового выключателя серии GL с пружинным приводом FK3-2 (FK3-4)

«Элегазовый выключатель (ЭВ) относится к коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является газовая смесь; элегаза и четырёхфтористого углерода (хладогена) ($SFe + CF_4$). Элегазовый выключатель производства ALSTOM (AREVA) серии GL состоит из трех отдельных полюсов, установленных каждый на своей раме. Каждый полюс выключателя состоит из дугогасительных камер (для GL314X - из одной, для GL317 - из двух), с одним разрывом в каждой, установленных на опорной стойке. В дугогасительном устройстве используется гашение дуги дутьем с дополнительным автопневматическим эффектом. В опорной стойке находится изоляционная тяга управления, соединенная с приводом и воздействующая на передаточный механизм подвижных контактов дугогасительной камеры» [4].

«Дугогасительные камеры и опорные изоляторы заполнены газовой смесью SF6 + CF4. Абсолютное давление газа 1,0 МПа (Юатм)» [4].

«Управление ЭВ производится тремя пружинными приводами. Привод полюса выключателя и двигатели заводки пружин расположены в коммутационном органе, установленном на раме. Завод пружин производится двигателем. Включающая пружина ЭВ заводится (если была «свободна») в рабочее положение через 3-5 секунд после подачи напряжения в цепь питания электродвигателя привода. Устройство привода позволяет без подзавода пружин выполнить два отключения и одно включение - стандартный цикл 0-0,3 с- ВО-3мин-ВО» [4] (таблица 5, рисунок 4).

Таблица 5 – Позиции выключателя

Позиция	Элемент
А	Полюс выключателя
В	Опорная рама
С	Коммутационный орган (привод)
Д	Шкаф управления

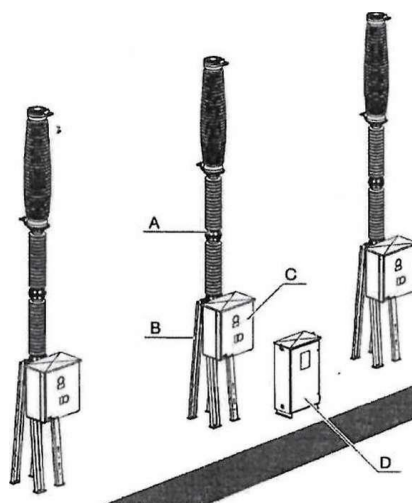


Рисунок 4 – Основные элементы выключателя GL317

6.4 Полос элегазового выключателя серии GL

Полос выключателя состоит из трех основных элементов (рисунок 5):

- Дугогасительная камера (1);
- Опорная стойка (2);
- Картер (3).

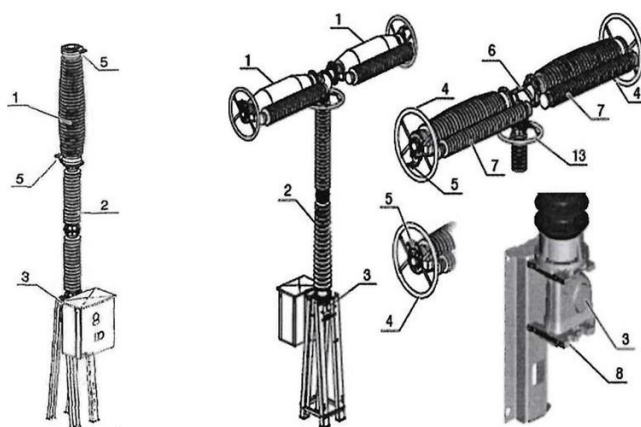


Рисунок 5 – Полос выключателя и приводной механизм:
а) GL314; б) GL317; в) картер выключателей серии GL

Дугогасительная камера.

«Полос состоит из дугогасительных камер (1), каждая в собственной герметичной керамической оболочке, оснащенных линейным выводом (5), а для выключателя типа GL317, и противоразрядными кольцами (4). Дугогасительные камеры установлены вертикально для GL314X и горизонтально с креплением в основании на общем кожухе (6) для GL317. В этом кожухе находится передаточный механизм коммутационного органа, соединенный с подвижными контактами двух камер. Дугогасительные камеры выключателя типа GL317 оснащены конденсаторами (7)» [4].

Опорная стойка.

«Опорная стойка (2), состоящая из двух керамических изоляторов, обеспечивает изоляцию корпуса автоматического выключателя относительно земли; в ней находится изоляционная тяга управления, жестко соединенная

через систему рычагов с подвижными контактами дугогасительных камер. Опорная стойка выключателя типа GL317 оснащена противоразрядным кольцом (13)» [4].

Картер.

«В картере (3), расположенном в основании стойки, находится шатунный механизм подвижного контакта. Кроме того, в нем расположен штуцер (8) для заполнения и контроля газовой смеси» [4].

6.5 Описание дугогасительной камеры выключателя серии GL

«В качестве дугогасительной среды используется газовая смесь газа SF₆ и CF₄ под давлением. Применение газовой смеси, а не элегаза, позволяет эксплуатировать ЭВ при -50°С. Использование дугогасительной камеры с гашением дуги дутьем и дополнительным автопневматическим эффектом позволяет повысить механическую и электрическую прочность активной части и снизить износ контактов от воздействия дуги. Активная часть заключена в герметичную керамическую оболочку. В состав камеры входят следующие элементы» (рисунок 6, таблица 6) [4].

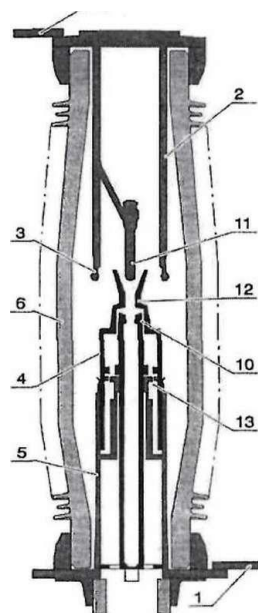


Рисунок 6 – Камера

Таблица 6 – Составные элементы камеры

Позиция	Элемент
1	Разъем
2	Опора неподвижного контакта
3	Главные контакты
4	Подвижный контакт
5	Опора подвижного контакта
6	Керамическая оболочка
10	Дугогасительные контакты
11	Штырь неподвижного контакта
12	Изолирующее сопло
13	Клапан

6.6 Верхний кожух выключателя типа GL317

В верхнем кожухе находится рычажный механизм (15) передачи хода изолирующей тяги (8) подвижным контактам (4) двух камер (рисунок 7, таблица 7).

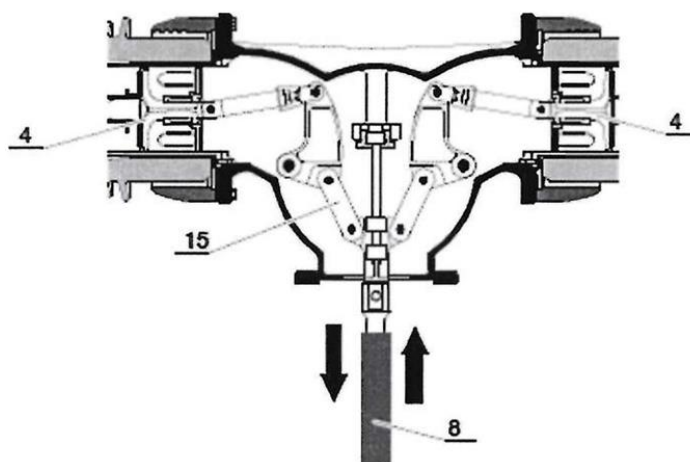


Рисунок 7 – Верхний кожух выключателя типа GL317

Таблица 7 – Составные элементы верхнего кожуха

Позиция	Элемент
4	Подвижной контакт
8	Изолирующая тяга
15	Механизм передачи усилия

6.7 Принцип работы полюса -выключателя серии GL

Процесс включения.

«По электрической или ручной команде на включение высвобождается энергия, накопленная во включающей пружине (15), расположенной в коммутационном устройстве. Эта энергия, передаваемая непосредственно на приводную ось полюса (16), обеспечивает включение» [4].

«Высвобождение энергии, накопленной во включающей пружине (15), приводит к перемещению подвижных частей, а, следовательно, к закрыванию дуго гасительных камер, а также к заводу отключающей пружины (7)» (рисунок 8, 9) [4].

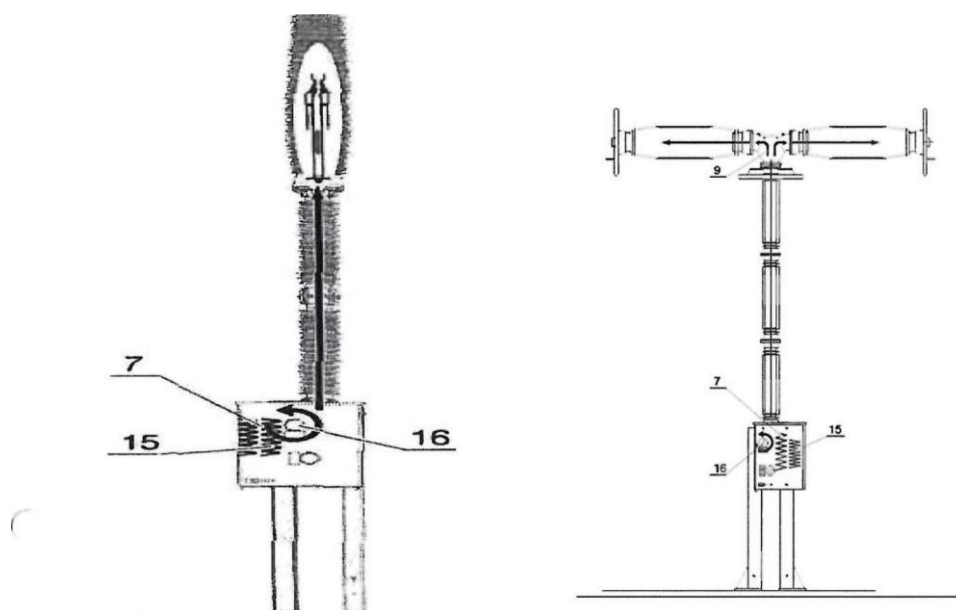


Рисунок 8 – Принцип работы полюса выключателя GL

Во включенном положении ЭВ ток проходит через:

- линейный вывод (1);
- опору неподвижного контакта (2);
- главные контакты (3);
- подвижный контакт (4);
- опору подвижного контакта (5);
- для GI317 общий кожух (6);
- линейный вывод с противоположной стороны (1) для GL314X или в обратном порядке в другой камере к линейному выводу (Г) для GL317.

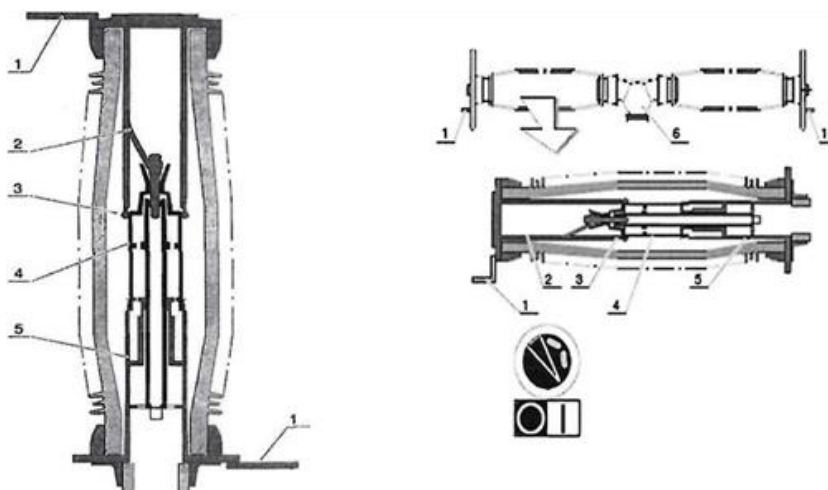


Рисунок 9 – Дугогасительная камера ЭВ в положении «включено»

6.8 Процесс отключения выключателя серии GL

«При электрической или ручной команде отключения высвобождается энергия, накопленная в отключающей пружине (7), расположенной в коммутационном устройстве (приводе)» [4].

«Изоляционная тяга управления (8), под непосредственным воздействием отключающей пружины (7), приводит в действие подвижный контакт (4) для выключателя типа GL314X и передаточный механизм (9)

верхнего кожуха для выключателя GL317, обеспечивающий размыкание контактов. Ход контактов 240 мм» (рисунок 10) [4].

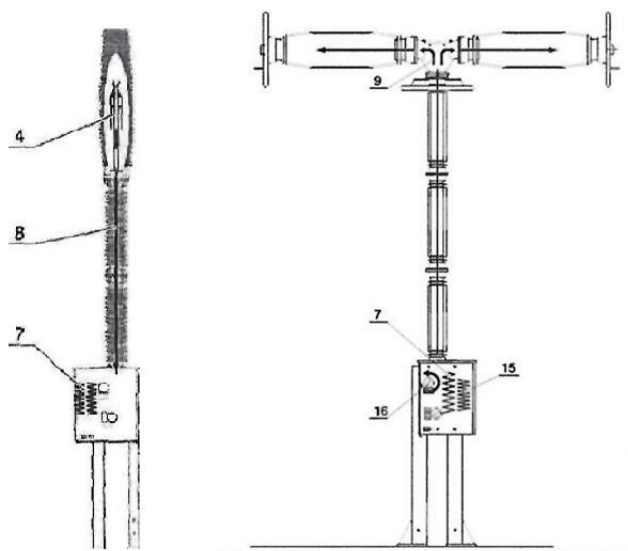


Рисунок 10 – Процесс отключения выключателя серии GL

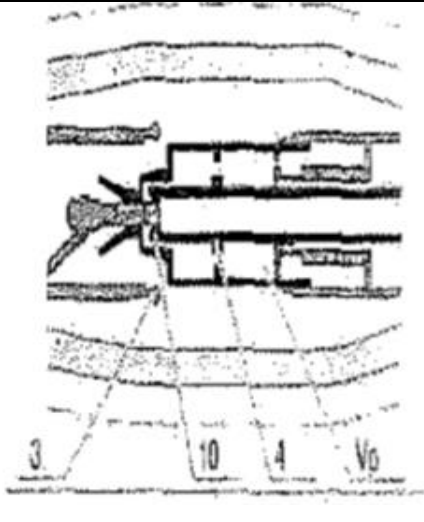
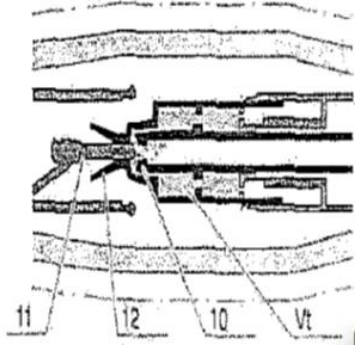
6.9 Основные этапы отключения выключателя GL314X

В таблице 8 представлены основные этапы отключения выключателя (таблица 8).

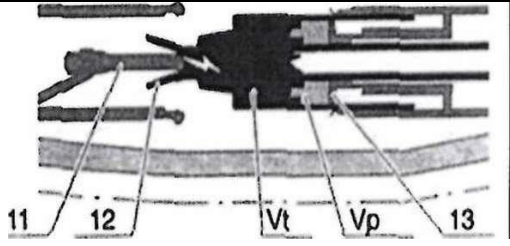
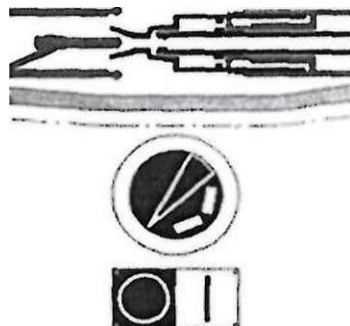
Таблица 8 – Описание этапов

Этап	Описание
Начало отключения	Когда подвижный контакт (4) отходит от главных контактов (3), ток переключается на дугогасительные контакты (10). Сжатие объема (V_p) приводит к исходному повышению давления.

Продолжение таблицы 8

	
<p>Тепловой эффект</p>	<p>При размыкании контактов (10) появляется дуга, энергия которой приводит к повышению давления в пространстве теплового расширения (V_t), закрытом штырем подвижного контакта (11) и изолирующим соплом (12).</p> 
<p>Отключение и содействие отключению</p>	<p>Когда штырь (11) выходит из сопла (12), тепловой наддув в пространстве (V_t) сбрасывается, что приводит к энергичному дутью непосредственно перед прохождением контакте через нуль, обеспечивая окончательное гашение дуги. В пространстве (V_p) благодаря клапану (13) восстанавливается давление окружающей среды, обеспечивающее конец отключения.</p>

Продолжение таблицы 8

	
<p>Отключенное положение</p>	<p>Дуга погашена. Молекулы SF₆, разложившиеся под действием дуги, немедленно восстанавливаются. Остаточные газы после отсечки адсорбируются на молекулярном сите, расположенном в основании полюса. При этом происходит осаждение пыли, не оказывающей никакого влияния на выключатель.</p> 

6.10 Отключение слабых токов

«При слабых токах (например, управление линиями в холостом режиме, трансформаторами и т.д.) тепловая энергия дуги является слишком незначительной для создания достаточного наддува. Поэтому в этом случае для гашения дуги дутьем используется классический автопневматический эффект, развивающийся в пространстве (V_p)» (рисунок 11) [4].

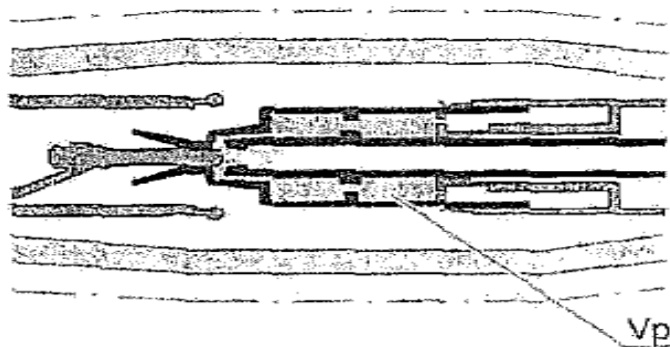


Рисунок 11 – Отключение слабых токов

6.11 Описание привода выключателя серии GL

«Коммутационный орган представляет собой пружинный привод типа FK3-2 для выключателя GL314X и FK3-4 для выключателя GL317» [4].

В выключателях установлено дистанционное и местное управление. При нештатных ситуациях возможно переключение на уровне механизма. На дверце выключателя находятся два смотровых окошка. Через эти окошки возможно следить за оптическими указателями положения выключателя и состоянием включающей и отключающей пружины. В окошке положения выключателя выведен счетчик количества включений. Привод крепится на кожухе (3) (рисунок 12).

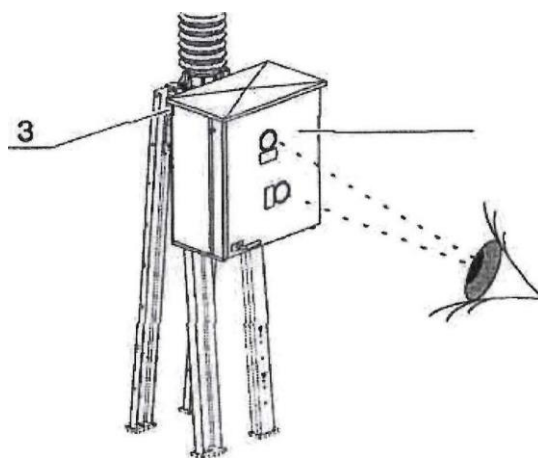


Рисунок 12 – Внешний вид шкафа привода выключателя серии GL

«Внимание! Во избежание повреждения механизма привода, операции с приводом разрешаются. Когда привод соединен с полюсом выключателя» [4]. «Выключатель не должен использоваться, когда давление элегаза меньше аварийного давления изоляции $P_{\text{мш1}}$ » [4].

6.12 Описание механизма привода

Приводная ось (1) соединена с полюсом выключателя через муфту (2).

На рычаг (32) действует амортизатор отключения (4).

Во "Включенном" положении ЭВ приводная ось (1) опирается на отключающую защелку (6) посредством рычага (5).

Рычаг с роликом (11) находится в контакте с включающим кулачком (10).

Отключающая пружина (3) воздействует на рычаг (31) посредством цепи (34). Это винтовая пружина сжатия.

Примечания: в действительности, рычаги (5) - (11) - (32) - (33) сгруппированы и образуют один узел.

На включающей оси (7) расположены:

- инерционный маховик (8);

- включающий кулачок (10) и кулачок (26). включающий конечный выключатель (17) двигателя (12).

Включающая пружина (9) - винтовая пружина сжатия - воздействует на инерционный маховик (8) через посредство цепи (15). Это геликоидальная нажимная пружина. Момент вращения инерционного маховика (8), создается заведенной включающей пружиной (9). Включающая защелка (14) опирается на ролик (16) (рисунок 13).

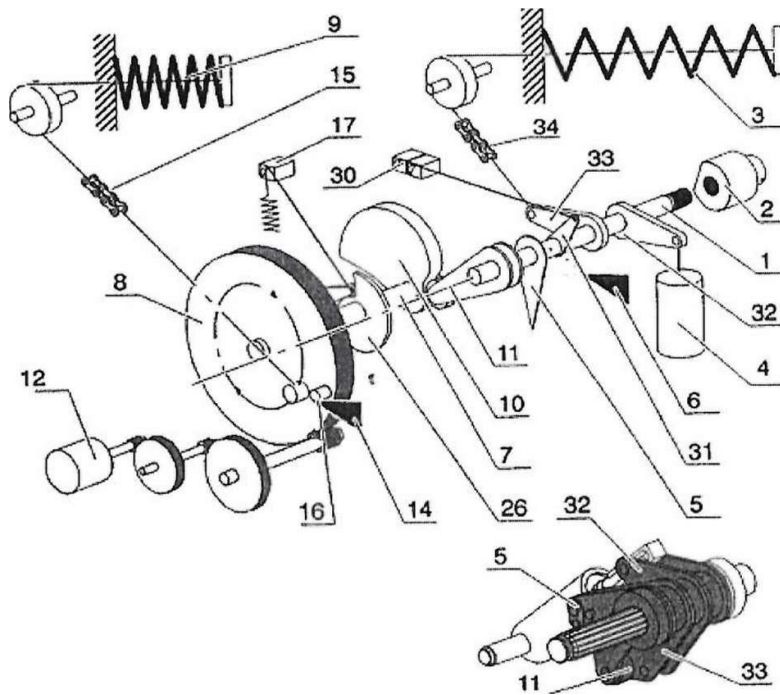


Рисунок 13 – Описание механизма привода

6.13 Вспомогательное оборудование привода

Завод включающей пружины.

Включающая пружина (9) заводится с помощью редуктора (13) и двигателя (12). Время завода пружины 3-5 сек.

Электрическое вспомогательное оборудование:

- Сигнальные контакты (30) управляются тягой и рычагом (31), приводимыми в движение коммутационной осью (1);

- Конечный выключатель двигателя (17) приводится в действие кулачком (26). Этот кулачок укреплен на включающей оси (7) и отводится пружиной (34);

- Включающие (14) и отключающие (6) защелки управляются электрическими катушками (22) и (27).

Механическое вспомогательное оборудование:

- Коммутационным органом можно управлять вручную с помощью рычагов (24) "Включение" и (28) "Отключение";

– Индикатор (29) указывает "Включенное" или "Отключенное" положение выключателя. Счетчик (36) указывает число выполненных операций;

– Индикатор (23) указывает "ЗАВЕДЕННОЕ" или "СВОБОДНОЕ" состояние включающей пружины.

В случае потери собственных нужд завод включающей пружины возможен с помощью съемной рукоятки (21) (рисунок 14).

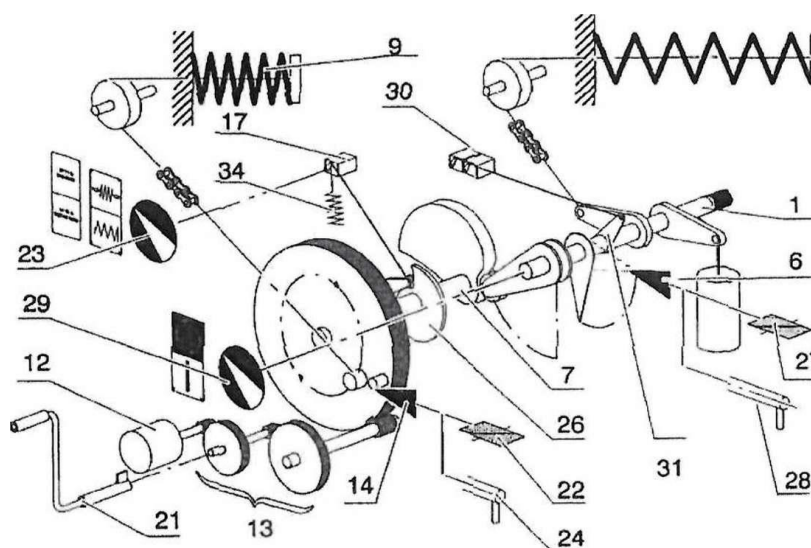


Рисунок 14 – Вспомогательное оборудование привода

6.14 Описание работы механизма привода

Включение механизма привода (рисунок 15):

– При возбуждении включающей катушки или воздействии на включающий рычаг включающая защелка (14) освобождает инерционный маховик (8);

– Включающая ось (7) поворачивается приблизительно на 180° под воздействием заведенной включающей пружины (10);

– Кулачок (10) поворачивает ось (1) с помощью роликового рычага (11). После поворачивания на 60° рычаг (5) опирается на отключающую защелку (6);

– Одновременно отключающая пружина (3) заводится (сжимается) с помощью цепи (34), приводимой в действие поворачивающимся рычагом (33);

– Муфта свободного хода, установленная на шестерне (19), препятствует вращению редуктора (13) и двигателя (12) при повороте шестерни маховика (8) в течение всего периода включения. ПРИМЕЧАНИЕ: механическое устройство (на рис. не показано) предотвращает включение, когда выключатель уже находится во включенном положении.

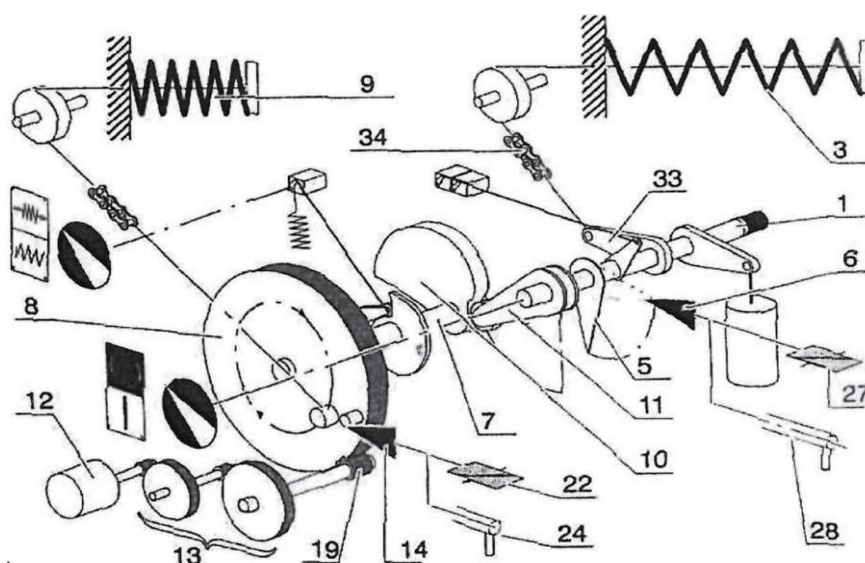


Рисунок 15 – Включение механизма привода

Отключение механизма привода (17) (рисунок 16):

– При возбуждениях отключающей катушки (27) или воздействии на отключающий рычаг (28) отключающая защелка (6) высвобождает рычаг (5);

– Коммутационная ось (1) под воздействием заведенной отключающей пружины (3) поворачивается на 60° по часовой стрелке до достижения "Отключенного" положения выключателя;

– Амортизатор отключения (4) поглощает избыток энергии для плавного конца хода.

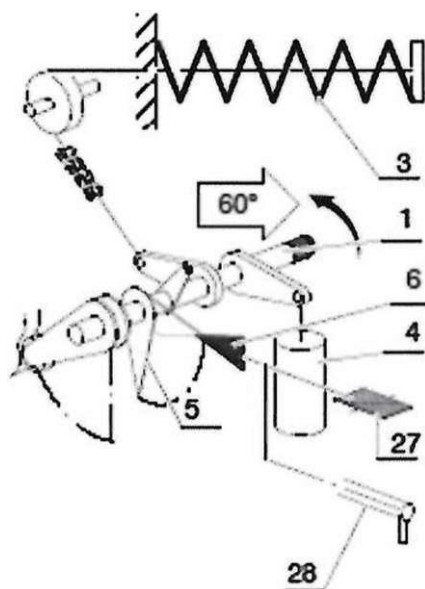


Рисунок 16 – Отключение механизма привода

6.15 Шкаф управления выключателя серии GL

Шкаф управления установлен рядом с выключателем.

В шкафу управления располагаются:

1. ключ режима управления выключателем;
 2. кнопки управления ЭВ;
 3. межсоединительные клеммники;
 4. реле необходимые для работы выключателя (контроль давления газа, НПФР);
 5. сопротивления обогрева: первое включено постоянно, второе включается при снижении t до $+10^{\circ}\text{C}$ от термодатчика;
 6. автомат цепей обогрева;
 7. автоматы (3шт) питания двигателей завода пружин приводов ЭВ (ф. А, В, С);
 8. блок диагностики для выключателя GL317;
- Режимный ключ имеет следующие положения:

- дистанционное - нормальный режим для управления ЭВ с ЦПУ (ППУ);
- местное - используется для управления ЭВ от кнопок в шкафу;
- отключено - используется при ремонтах ЭВ или привода.

После включения выключателя автоматически заводятся пружины в приводе выключателя. Если в течение 4 сек пружины привода не завелись, на панели автоматики выключателя на ППУ срабатывает указательное реле «Неисправность привода В». Это же указательное реле срабатывает при неисправности цепей обогрева, отключении автоматов цепей обогрева и питания двигателей завода пружин приводов, при переключении режимного ключа управления выключателем в положение «О» или «Местное».

6.16 Надзор за газовой смесью (SF₆+CF₄)

Денсиметр, назначение и конструкция.

«В процессе эксплуатации ЭВ необходимо периодически контролировать давление газовой смеси. ДИ ОРУ должен контролировать давление газовой смеси не реже одного раза в смену» [4].

Для контроля давления служит денсиметр с температурной компенсацией, который представляет из себя прибор со шкалой. Шкала проградуирована с внутренней стороны в единицах psi (фунт на квадратный дюйм), а с внешней стороны в МПа. Цена деления внешней шкалы 0,02 МПа.

Шкала разделена на три цветные зоны: зеленая, желтая и красная. Положение стрелки указывает значение избыточного давления газовой смеси.

«Назначение денсиметра:

- Постоянный контроль плотности газовой смеси SF₆+CF₄;
- Визуальная индикация фактического давления газовой смеси SF₆+CF₄» [12].

«Денсиметр устанавливается в основании полюса выключателя и соединяется с его газовым отсеком. Денсиметр оснащен двумя внутренними контактами. В случае уменьшения плотности газовой смеси эти контакты замыкаются последовательно и определяют две уставки. Эти контакты соединены с клеммником, расположенным в шкафу, и применяются для использования в следующих целях:

- сигнальное давление Тег" служит предупреждением, аварийное давление изоляции "P_{МИШ}" служит для блокировки, цепей управления выключателя;

- все номинальные рабочие показатели выключателя гарантируются до заданной минимальной температуры окружающей среды и до аварийного давления "P_м";

- визуальный контроль фактического давления газовой смеси выключателя GL317 в исключительных случаях допускается осуществлять по показаниям блока диагностики ЭВ» [4].

Вывод: в данном разделе произведен выбор выключателя, осуществлена проверка выбранного выключателя, по результатам которой выключатель GL317 удовлетворяет всем требованиям и подходит для установки. Описаны технические характеристики выбранного выключателя и его составных частей, их конструкции и принципы действия, а также отображены основные этапы отключения выключателя и отключение слабых токов, описание привода выключателя, описание механизма привода.

7 Разъединители

«Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током. При ремонтных работах через разъединитель разделяется оборудование, которое остается под напряжением и оборудование, которое без напряжения. «Разъединители позволяют производство следующих операций:

- отключение и включение нейтрали трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;
- зарядный ток шин и оборудования (кроме батарей конденсаторов) всех напряжений;
- нагрузочного тока до 15А трёхполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже» [5].

Разъединители должны соответствовать ряду параметров:

- видимый разрыв в воздухе;
- электродинамическая и термическая устойчивость при протекании токов короткого замыкания;
- недопущение произвольных отключений;
- включение и отключение при плохих погодных условиях при эксплуатации [29].

7.1 Эксплуатация разъединителей

«Допускается длительное увеличение тока нагрузки разъединителей в пределах до 20% номинального значения при условии, что температура окружающего воздуха не превышает +35 °С» [5]. «При повышении температуры окружающего воздуха свыше +35 °С ток нагрузки должен быть снижен» [5].

«Степень необходимого снижения или допустимого увеличения нагрузки принимать в соответствии с указаниями инструкций завода-изготовителя» [5].

«Разъединители выдерживают воздействие сквозного тока короткого замыкания, если его величина не превышает значений, указанных в технической документации завода-изготовителя. При этом наибольшая продолжительность воздействия тока термической стойкости разъединителей для заземляющих ножей – не более 1 с, для главных ножей – не более 4 с при классе напряжения до 35кВ включительно и 3 с при классе напряжения 500кВ» [5].

«Допускается включение и отключение разъединителями намагничивающего тока силовых трансформаторов и зарядного тока линий электропередачи. Допустимые значения отключаемых и включаемых токов зависят от конструкции разъединителей» [5].

«Установлены на подстанциях Жигулевской ГЭС разъединители, которые допускают включение и отключение вышеуказанных токов оборудованы защитными козырьками. Разъединители наружной установки допускают оперирование в условиях гололёда при толщине корки льда до 10 мм. Последовательность операций при гололёде такая же, как и при нормальных условиях. Допускается, в случае необходимости, включение при гололёде производить путём многократного оперирования (2 - 5 раз)» [5].

7.2 Подготовка разъединителей к работе, ввод в работу

«Перед включением разъединителя в работу после длительного простоя или текущего ремонта необходимо:

– Проверить чистоту поверхности изоляторов, убедиться в отсутствии трещин и сколов;

- Проверить затяжку резьбовых и крепёжных деталей, наличие термоиндикаторов в месте подключения ошиновки;
- Проверить наличие смазки на открытых трущихся частях и резьбовых соединениях;
- Проверить наличие смазки на контактных частях разъединителя;
- Проверить наличие и состояние заземления разъединителя и привода;
- Проверить контактное нажатие в разъёмных контактах главных и заземляющих ножей;
- Проверить работоспособность и правильность действия блокконтактов цепей электрической блокировки и сигнализации;
- Убедиться в правильной работе механической блокировки между валом главных ножей и валом заземляющих ножей;
- Произвести несколько контрольных включений и отключений разъединителя с целью проверки правильности работы привода и вхождения в контакты главных и заземляющих ножей» [5].

«Подготовка разъединителей к работе после окончания монтажных или ремонтных работ производится в процессе текущей эксплуатации. При этом необходимо выполнить испытания и измерения в объёме, соответствующем требованиям действующих Норм испытаний электрооборудования. Разъединитель может быть введен в работу при положительном результате проверок и соответствии результатов испытаний требованиям действующих «Норм испытаний электрооборудования»» [5].

7.3 Выбор разъединителей

«Разъединители изготавливаются в климатическом исполнении УХЛ, категория размещения I по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543, при этом:

- высота над уровнем моря не более 1000 м;

- верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха - плюс 50 °С;
- нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха - минус 60 °С;
- скорость ветра не более 40м/с при отсутствии гололеда и не более 15м/с в условиях гололеда толщиной не более 20мм. Требования безопасности к конструкции разъединителей по ГОСТ 12.2.007.3» [5].

«На ВН выбирается разъединитель по таблице 2 типа: РДЗ – 110/1000УХЛ – разъединитель, двухколонковый с заземляющими ножами на напряжение 110 кВ» [5].

«Для умеренно-холодного климата, наружной установки:

- $U_{\text{НОМ}} = 500$ кВ;
- $I_{\text{НОМ}} = 2000$ А;
- $i_{\text{ДИН}} = 80$ кА;
- $I_{\text{ТЕРМ.}} = 31,5$ кА» [5].

Проверка разъединителя представлена в таблице 9 (таблица 9).

Таблица 9 - Выбор разъединителей на стороне ВН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{уст}} = 525$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 525$ кВ
$I_{\text{Ф.Р.}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{Ф.Р.}} = 73,48$ А	$I_{\text{НОМ}} = 2000$ А
$i_{\text{удК1}} \leq i_{\text{ДИН}}$	$i_{\text{удК1}} = 7,12$ кА	$i_{\text{ДИН}} = 80$ кА
$B_{\text{К}} \leq I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$	$B_{\text{К}} = 9,02$ кА ² ·с	$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1875$ кА ² ·с

Вывод: в данном разделе произведен выбор разъединителя РЧЗ–500 / 2000 УХЛ и его проверка, описана эксплуатация разъединителя, подготовка его к работе и ввод в работу.

8 Расчет сметы затрат на реконструкцию оборудования

8.1 Расчет стоимости материалов (оборудования)

Расчет стоимости материалов производим по формулам 8 - 10.

$$C_{\text{пр}} = Ц_{\text{пр}} \cdot K_{\text{пр}}, \quad (8)$$

«где $C_{\text{пр}}$ - стоимость материалов (оборудования), тыс. рублей;

$Ц_{\text{пр}}$ – цена материалов (оборудования), тыс. рублей, взята по данным предприятия, рублей;

$K_{\text{пр}}$ – количество материалов (оборудования), шт.» [15].

$$C_{\text{пр1}} = 15\,347 \cdot 6 = 92,082 \text{ тыс. рублей};$$

$$C_{\text{пр2}} = 1\,812\,000 \cdot 6 = 10\,872,000 \text{ тыс. рублей}.$$

$$P_{\text{тр}} = \sum C_{\text{пр}} \cdot \frac{3}{100}, \quad (9)$$

«где $P_{\text{тр}}$ - транспортные расходы, рублей;

«3% - процент затрат на транспортные расходы» [15].

$$P_{\text{тр1}} = 92,082 \cdot 0,03 = 2,76246 \text{ тыс. рублей};$$

$$P_{\text{тр2}} = 10\,872,000 \cdot 0,03 = 326,160 \text{ тыс. рублей}.$$

«Сумма затрат на приобретение материалов (оборудования): [15]»

$$\sum C = C_{\text{пр}} + P_{\text{тр}} \quad (10)$$

$$\Sigma C1 = 92,082 + 2,76246 = 94,84446 \text{ тыс.рублей};$$

$$\Sigma C2 = 10\,872,000 + 326,160 = 11\,198,160 \text{ тыс.рублей}.$$

Расчеты затрат представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Стоимость материалов (оборудования)

№	Наименование	Марка	Кол-во, шт.	Цена, тыс. рублей.	Стоимость
1	2	3	4	5	6
1	Разъединитель	РДЗ-500/1000УХЛ	6	15,347	92,082
2	Выключатель	ВГБ-500-25/1250У1	6	1 812, 000	10 872, 000
3	Итого				109 640, 082
4	Транспортные расходы 3%				328, 92246
5	Итого	11 293,904 тыс.рублей			

8.2 Расчет трудоемкости монтажных (демонтажных) работ

Расчет трудоемкости монтажных (демонтажных) работ производим по формулам 11 – 12.

$$T_{рв} = T_p \cdot K_{пр}, \quad (11)$$

«где T_p – трудоемкость (монтажа) одного прибора, нормо-час;

$K_{пр}$ – количество приборов, шт. из таблицы 1» [15].

$$T_{рв1} = 0,4 \cdot 6 = 2,4 \text{ час};$$

$$T_{рв2} = 1,2 \cdot 6 = 7,2 \text{ час}.$$

$$T_{рв} = T_{рв1} + T_{рв2} \quad (12)$$

«где $T_{рв}$ - трудоемкость демонтажа, нормо-час» [15].

$$T_{рв} = 2,4 + 7,2 = 9,6 \text{ час}.$$

Расчеты затрат представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Трудоемкость: монтажные и демонтажные работы

№	Наименование	Разряд	Типы, количество приборов и средств автоматизации, шт.	Трудоемкость, нормо-час	
				одного прибора	всех приборов
1	Демонтаж	4	12	0,4	4,8
2	Монтаж	4	12	1,2	14,4
3	Всего			19,2	

8.3 Расчет заработной платы рабочих, осуществляющих демонтажные и монтажные работы

Расчет заработной платы рабочих, осуществляющих демонтажные и монтажные работы производим по формулам 13 – 17.

$$З_{\text{т}} = T_{\text{ст}} \cdot \sum T_{\text{рв}}, \quad (13)$$

«где $Z_{\text{т}}$ - тарифный фонд заработной платы, тыс. рублей;

$T_{\text{ст}}$ – тарифная ставка, рублей;

$\sum T_{\text{рв}}$ – трудоемкость работ, нормо-час;

$Z_{\text{т}} = 0,10041 \cdot 19,2 = 1,92784$ тыс. рублей.

$$P_{\text{р}} = Z_{\text{т}} \cdot \frac{\% \text{премии}}{100}, \quad (14)$$

«где % $P_{\text{р}}$ – премия от тарифного фонда, рублей;

% премии от тарифного фонда (уточняется на базовом предприятии)»

[15].

$$P_{\text{р}} = 1,92784 \cdot 0,5 = 0,93693 \text{ рублей.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{т}} + P_{\text{р}}, \quad (15)$$

«где $Z_{\text{осн}}$ - основной фонд заработной платы» [15].

$$Z_{\text{осн}} = 1,92784 + 0,93693 = 2,86477 \text{ тыс. рублей.}$$

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{осн}} \cdot (1 + P_{\text{к}}), \quad (16)$$

«где $Z_{\text{общ}}$ - заработная плата с учетом районного коэффициента, рублей;

$P_{\text{к}}$ – районный коэффициент, $P_{\text{к}} = 0,15$ » [15].

$$Z_{\text{общ}} = 2,86477 \cdot (1 + 0,15) = 3,29448 \text{ тыс. рублей.}$$

$$H_{\text{соц}} = Z_{\text{общ}} \cdot \frac{30}{100}, \quad (17)$$

«где $H_{\text{соц}}$ - страховые отчисления, рублей;

30% – ставка страховых взносов, %» [15].

$$H_{\text{соц}} = 3,29448 \cdot 0,3 = 0,98834 \text{ тыс. рублей.}$$

8.4 Расчет сметы затрат на монтажные работы

Стоимость вспомогательных материалов, комплектующих для монтажных работ:

$$P_{\text{пр}} = (Z_{\text{общ}} + H_{\text{соц}}) \cdot \frac{75,5}{100}, \quad (18)$$

«где $P_{\text{пр}}$ - прочие расходы, руб.;

75,5% – прочие расходы, %;

$Z_{\text{общ}}$, рублей - заработная плата рабочих, из расчета;

$H_{\text{соц}}$, рублей - социальные выплаты из расчета» [15].

$$P_{\text{пр}} = (3,29448 + 0,98834) \cdot 0,755 = 3,23353 \text{ тыс. рублей.}$$

Расчеты затрат представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Смета затрат на монтажные работы

№	Наименование статей затрат	Сумма затрат, тыс. рублей.
2	Заработная плата	3, 29448
3	Страховые взносы	0, 98834
4	Прочие расходы	3, 23353
5	Итого	7, 51635

8.5 Расчет стоимости реконструкции (ремонта)

Результаты расчета стоимости реконструкции приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Стоимость реконструкции (ремонта)

№	Наименование затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1	Стоимость материалов (оборудования)	11 293, 00446
2	Монтажные работы	7, 51635
3	Итого	11 300, 52081

8.6 Расчет экономической эффективности реконструкции (ремонта)

«Реконструкция произведена по результатам анализа изношенности основного оборудования. Поэтому расчет экономической эффективности модернизации (ремонта) не требуется» [24].

Вывод: в данном разделе произведен расчет сметы затрат на реконструкцию оборудования, в том числе расчет стоимости материалов, трудоемкости монтажных работ, заработной платы рабочих, затрат на монтажные работы, стоимости реконструкции, экономической эффективности реконструкции.

9 Техника безопасности при работе на ОРУ

«Современные системы электроснабжения промышленных предприятий включают помимо воздушных и кабельных линий трансформаторные и в ряде случаев преобразовательные подстанции. ОРУ является электроустановкой, состоящей из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств (РУ), устройств управления и вспомогательных сооружений. Широкое применение имеют трансформаторные подстанции (КТП), поставляемые собранном или полностью подготовленным для сборки виде. Комплектным (КРУ) называется РУ, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков с встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемыми в собранном или полностью подготовленном для сборки виде» [18].

«Опасным в отношении возможности травмирования являются, связанные с подъемом на высоту и креплением тяжелых деталей электрооборудования РУ (разъединителей, трансформаторов тока, опорных и проходных изоляторов и др.). При перемещении и подъеме на места установки разъединителей, отделителей и короткозамыкателей их необходимо устанавливать в положение «включено», так как при таком положении ножей исключается возможность травмирования рабочих ножевыми контактами рубящего типа. Все автоматические выключатели, электромагнитные приводы и другие аппараты, снабженные возвратными пружинами или механизмами свободного расцепления, необходимо перемещать с места на место, когда они находятся в положении «отключено». При включенном положении этих аппаратов возможно случайное срабатывание на отключение и внезапное движение механизма может травмировать рабочего, производящего перемещение аппарата. Если же в процессе регулировки потребуется включить оперативный ток, то

постановка вставок предохранителей допустима только после удаления всех людей от привода выключателя» [17].

«Оперативное обслуживание действующих электроустановок предприятий предусматривает периодические и внеочередные осмотры электрооборудования систем электроснабжения и электроприемников, контроль и учет электроэнергии, оперативные переключения в электросетях, обеспечивающие бесперебойное снабжение электроэнергией. Оперативное обслуживание электроустановок осуществляется инженерно-техническим, дежурным и оперативно - ремонтным электротехническим персоналом» [16].

«Обязанности закрепленного за данной электроустановкой дежурного (оперативно-ремонтного) персонала определяются должностными инструкциями, в которых должны отражены основные меры по электробезопасности и пожарной безопасности применительно к эксплуатируемому электрооборудованию» [16].

«Оперативное обслуживание электроустановок может осуществляться как одним лицом, так и бригадами из двух человек и более. Необходимая численность персонала определяется главным инженером предприятия, который является лицом, ответственным за эксплуатацию всего электрохозяйства» [16].

«При обслуживании электроустановок напряжением выше 1000В старший в смене (бригадир) или одиночный дежурный должны иметь квалификационную группу по ТБ не ниже IV, а в электроустановках до 1000В – не ниже группы III» [16].

«Осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением сопряжен с опасностью поражения электрическим током, которая возникает при случайном прикосновении к незаизолированным токоведущим частям или приближении к ним на такое близкое расстояние, когда возможно перекрытие воздушного промежутка и поражение через электрическую искру (электрическую дугу). Поражение также возможно при прикосновении к

металлическим корпусам и ограждениям электроустановок, имеющих вследствие повреждения изоляции замыкание на корпус в случае неудовлетворительного состояния заземления (зануления). Поэтому лицо, производящее осмотр, должно иметь необходимую квалификацию и знание ТБ. Помимо дежурного (оперативно-ремонтного) персонала единоличный осмотр электроустановок разрешается административно-техническому персоналу службы эксплуатации, имеющему квалификационную группу V (в установках до 1000 В - IV группу)» [16].

«Во избежание поражения электрическим током во время осмотра действующих электроустановок необходимо соблюдать следующие меры предосторожности. При осмотре электроустановки выше 1000 В одним лицом не разрешается проникать за ограждения и входить в камеры РУ. «Осматривать электрооборудование следует только с порога камеры или стоя перед барьером. В случае необходимости дежурному, имеющему квалификационную группу не ниже IV, разрешается для осмотра вход в камеру РУ при условии, что в проходах расстояние от пола до нижних фланцев изоляторов аппаратов (например, трансформаторов) не менее 2 м, а до неогражденных токоведущих частей не менее 2.75 м при напряжении 35 кВ. Если эти расстояния окажутся меньше, то вход за ограждения допускается только в присутствии второго лица с квалификационной группой не ниже III, присутствие которого необходимо для наблюдения за действиями человека, вошедшего в камеру РУ, предупреждения его об опасности приближения к токоведущим частям, а также оказания в случае необходимости помощи» [16].

«При обнаружении во время осмотра случайного замыкания какой-либо токоведущей части электроустановки на землю запрещается до отключения поврежденного участка приближаться к месту токового замыкания на расстояние менее 4 м в закрытых РУ и 8 м на открытых подстанциях во избежание поражения шаговым напряжением. Если окажется

необходимым приближение к месту замыкания на землю, например, для оказания помощи пострадавшему или для выполнения операций с коммутационной аппаратурой, то следует применить средства защиты (диэлектрические боты, галоши)» [17].

«Самостоятельное обслуживания электроустановок напряжением до 1000 В, включая периодические осмотры, проверки, измерения и текущий ремонт, разрешается рабочим-электрикам, имеющую квалификационную группу не ниже III. Во время осмотра цехового электрооборудования запрещается выполнять какие-либо работы на этом оборудовании, за исключением работ, связанных с предупреждением аварии или несчастного случая. Также запрещается снимать ограждения токоведущих частей и вращающихся частей, проникать за ограждения, косяться токоведущих частей и приближаться к ним на опасное расстояние. Дежурному электрику, обслуживающему цеховые производственные электроустановки, разрешается при необходимости открывать для осмотра дверцы распределительных шкафов, щитков, пусковых устройств и т.п., соблюдая при этом особую осторожность» [17].

«Оперативные отключения в РУ подстанций промышленных предприятий производится дежурным или оперативно-ремонтным персоналом по распоряжению или с ведома вышестоящего дежурного электротехнического персонала в соответствии с установленным на предприятии режимом работы. Распоряжение о переключениях может быть передано устно или по телефону с записью его в оперативном журнале. Только в случаях, не терпящих отлагательства (авария, пожар, несчастный случай, предупреждение аварии и т.п.), допускаются переключения без ведома вышестоящего оперативного персонала, но с последующим его уведомлением и с записью выполненных операций в оперативном журнале. Список лиц, имеющих право производить оперативные переключения, утверждается главным энергетиком предприятия» [16].

«В РУ напряжением выше 1000В сложные оперативные переключения, производимые более чем на одном присоединении, должны выполняться двумя лицами, причем старший из них по должности контролирует и руководит действиями младшего, который непосредственно управляет коммутационными аппаратами. Этим обеспечивается правильная последовательность операций с выключателями и разъединителями, а, следовательно, и безопасность операторов» [17].

«Согласно требованиям ПТБ работы, производимые в действующих электроустановках, в отношении принятия мер безопасности разделяются на четыре категории:

– «работы, выполняемые при полном снятии напряжения, производимые в электроустановках, где со всех токоведущих частей, в том числе и вводов, снято напряжение. Нет незапертого входа в помещения, в которых размещены электроустановки, находящиеся под напряжением. Так, например, текущий ремонт силового трансформатора осуществляется при полном снятии напряжения со стороны как высшего напряжения (со стороны питания), так и низшего напряжения;

– работы, выполняемые при частичном снятии напряжения, производимые в открытой электроустановке или в электроустановке, расположенном в отдельном помещении, где снято напряжение только с тех присоединений, на которых производится работа или где напряжение полностью снято, но есть незапертый вход в помещение соседней электроустановки, находящийся под напряжением;

– работы выполняемые без снятия напряжения вблизи токоведущих частей и на токоведущих частях электроустановок, находящиеся под напряжением. К ним относятся работы, требующие принятия технических или организационных мероприятий по предотвращению возможности приближения работающих людей и используемой ремонтной оснастки и инструмента к токоведущим частям на опасное расстояние, а также работы,

производимые непосредственно на токоведущих частях, находящихся под напряжением, с помощью специальных средств защиты и приспособлений;

– работы, выполняемые без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, при котором исключено случайное прикосновение или приближение к токоведущим частям на опасное расстояние и не требуется принятия технических и организационных мер для предотвращения такого приближения. К таким работам относятся, чистка от пыли кожуха электрооборудования при наличии в РУ постоянного ограждения токоведущих частей, уборка территории РУ и другие работы в пределах до постоянных ограждений токоведущих частей» [17].

«До начала ремонтных или наладочных работ необходимо выполнить технические и организационные мероприятия по обеспечению электробезопасности работающих» [17].

«Техническими мероприятиями являются:

– отключение ремонтируемого электрооборудования и принятия мер против ошибочного его обратного включения или самовыключения;

– установка временных ограждений не отключенных токоведущих частей и вывешивание запрещающих плакатов;

– присоединение переносного заземления - закоротки к заземляющей шине стационарного заземляющего устройства и проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях;

– наложение переносных заземлений на отключенные токоведущие части электроустановки сразу после проверки отсутствия напряжения или включение специальных заземляющих ножей разъединителей, имеющихся в РУ;

– ограждение рабочего места и вывешивание на нём разрешающего плаката «работать здесь»» [17].

Вывод: в данном разделе описана техника безопасности при работе на ОРУ и основные положения из нормативных документов.

Заключение

В данной работе рассмотрено техническое перевооружение ОРУ-500 кВ в Филиале ПАО «РусГидро»-«Жигулевская ГЭС».

В ходе проведения реконструкции ОРУ-500 кВ существенно повысилась надежность оборудования и снижены недопередачи электрической энергии.

На основании расчетов выбрано оптимальное оборудование для реконструкции: выключатель и разъединитель. Подготовлена после проведения реконструкции схема ОРУ для дальнейшей ее эксплуатации. Изучена схема электромонтажных работ при реконструкции ОРУ-500кВ. По результатам расчетов и проведенной реконструкция компания получила выгоду в виде недопередачи электрической энергии, экономии затрат на обслуживание и ремонт основного оборудования, а также улучшение экологической стороны эксплуатируемого оборудования.

Таким образом можно сделать вывод, о том, что цель выпускной квалификационной работы по реконструкции электрической части ОРУ – 500 кВ Жигулевская ГЭС выполнена.

Список используемых источников

1. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. – М.: Форум, 2018. – 192 с.
2. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. – 48 с.
3. ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». [Электронный ресурс]. URL: <http://electroshield.nt-rt.ru> (дата обращения 05.02.2021).
4. Инструкция по эксплуатации элегазовых выключателей ОРУ Филиала ПАО «РусГидро»-«Жигулевская ГЭС». – 2017.
5. Инструкция по эксплуатации разъединителей Филиала ПАО «РусГидро»-«Жигулевская ГЭС». – 2017.
6. Киреева, Э.А. Электрооборудование электрических станций, сетей и систем (СПО) / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2019. – 48 с.
7. Ковалев В.Д., Кузнецов А.Н., Орлов В.Н., Титов А.М., Романов А.А. Создание автоматизированных систем управления гидроэлектростанциями. – Сборник научных трудов ВЭА, 1996.
8. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учебник / Е.А. Конюхова. - М.: Академия, 2016. – 352 с.
9. Кудрин Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, М.Г. Ошурков. – Рн/Д: Феникс, 2017. – 416 с.
10. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – РнД: Феникс, 2018. – 382 с.
11. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с.
12. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. – М.: Форум, 2018. – 350 с.
13. ОАО «Электроприбор». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elpribor.ru> (дата обращения 05.02.2021).

14. Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 №676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» с присвоением регистрационного № 48429. – М., 2017.

15. Проектная документация «Реконструкция ОРУ-500кВ филиала ОАО "РусГидро"- "Жигулевская ГЭС" Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений" Подраздел 1 "Система электроснабжения. Электротехнические решения"». – 2017.

16. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957). – М., 2020.

17. Приказ Минэнерго РФ от 19.06.2003 №229 (ред. от 13.02.2019) «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации». – М., 2003.

18. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.

19. РД 3.45-51.300–97. Объем и нормы испытаний электрооборудования / под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана. – 6-е изд., с изм. и доп. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.

20. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: ИЦ кадемия, 2016. – 448 с.

21. Строительные нормы и правила: СНиП 11-01-95. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений. –

Министерство строительства Российской Федерации. (Минстрой России). – М., 1995.

22. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы: СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно- защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – Минздрав России. – М., 2003.

23. СТО 56947007-29.240.30.010 – 2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.

24. СТО 56947007-29.240.10.028–2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС) – ОАО «ФСК ЕЭС», 2009.

25. Bhalja B., Maheshwar R. P., Chothani N. Protection and Switchgear, 1st Edition. Oxford: Oxford University Press, 2016. – 576 p.

26. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2015. – 368 p.

27. Daza S.A. Electric Power System Fundamentals. London: Artech House, 2016. – 388 p.

28. Mohamed A. Ibrahim. Protection & Control for Power System. CreateSpace Independent Publishing Platform. 2016. – 540 p.

29. Yoshihiro B. Electromagnetic Computation Methods for Lightning Surge Protection Studies. Wiley-IEEE Press. 2016. 318 p.