

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Модернизация главной схемы электрических соединений ТЭЦ ВАЗа

Обучающийся

В.И. Богомолец

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика реконструируемого энергообъекта.....	6
1.1 Проблемы главной схемы ТЭЦ ВАЗа.....	6
1.2 Воздушные выключатели главная схема ТЭЦ ВАЗа.....	12
1.3 Винтовые компрессора.....	16
1.4 Поршневые компрессора.....	21
1.5 Шинные, линейные и обходные разъединители.....	24
2 Внедряемые технологии и аппараты при реконструкции главной схемы.....	30
2.1 Внедрение новых элегазовых выключателей на ОРУ-110/220кВ.....	30
2.2 Экономические затраты.....	31
2.3 Технические характеристики выключателей и требования по предстоящим работам.....	33
2.4 Устройство и работа составных частей элегазовых выключателей..	38
2.5 Устройство и работа сигнализатора давления типа ФГ-1007.....	45
2.6 Порядок подготовки к работе, включения, отключения и обслуживания элегазовых выключателей ВГТ-110/220 кВ.....	46
2.7 Внедрение новых приводов разъединителей и новых колонок изоляторов.....	49
3 Внедрение новой автоматики для повышения надежности реконструируемого объекта.....	54
3.1 Внедрение новых электронных комплексов для сбора информации о линиях передач и оборудовании, а так же управления процессами.....	54
3.2 Внедрение фиксирующих приборов.....	55
3.3 Внедрение защит, автоматики, схемы управления и сигнализации ВЛ выполненных на базе микропроцессорного терминала «Сириус- УВ».....	56

3.4 Внедрение защит, автоматики, сигнализации на ВЛ-110 кВ выполненное на базе серийно выпускаемых НПП ЭКРА.....	59
3.5 Повышение надежности работы защит ДЗШ, УРОВ и АПВ при внедрении элегазовых выключателей.....	61
3.6 Внедрение особого режима частотной делительной автоматики ТЭЦ ВАЗа.....	65
Заключение.....	70
Список используемых источников.....	72

Введение

В России на данный момент Группа «Т Плюс» объединяет 61 электростанцию, среди которых 52 ТЭЦ. Это в свою очередь тысячи рабочих место. И, конечно, огромное количество «оборудования».

ТЭЦ Волжского Автозавода является одной из наиболее крупных теплоэлектростанций в Европе, которая в свою очередь вырабатывает до 40 % электроэнергии и около 30 % теплоэнергии от всей производимой в Самарском регионе.

В отличие от других электростанций ТЭЦ ВАЗа» [4] в качестве основного топлива использует газ, а в роли запасного выступает мазут. Однако уже на протяжении долгого времени переход на мазутное топливо не происходил. При этом мазутные насосы первого и второго подъема находятся в горячем резерве и в любой аварийной ситуации готовы быть задействованными в цикле.

На данный момент во всех организациях нашей страны остро стоит вопрос касательно охраны труда и техники безопасности. Борьба с нарушителями охраны труда и усовершенствование, благоустройство окружающей рабочей среды – это является наиболее важными задачами на предприятии.

Также вопрос улучшения работ, с точки зрения охраны труда, не обошел и ТЭЦ ВАЗа. На производстве задействовано более 200 наименований электродвигателей, 41 трансформатор классом напряжения 6/0,4 кВ, 6 трансформаторов классом напряжения 10/6 кВ, 3 трансформатора классом напряжения 18/6 кВ, 2 трансформатора классом напряжения 110/6 кВ, 3 трансформатора классом напряжения 110/10 кВ, 3 трансформатора классом напряжения 220/18 кВ, 1 автотрансформатор с классом напряжения 220/110/10 кВ и два трансформатора работающие в паре с трансформаторами вольтодобавочными.

ОРУ ТЭЦ ВАЗа включает в себя два класса напряжения – это 110 и 220 кВ соответственно. По стороне 110 кВ находится 4 основных секции и 2 обходных системы шин. Всего на ОРУ 110 кВ находится 44 рабочие ячейки, каждая из которой имеет свой выключатель, шинные разъединители, линейный разъединитель, обходной разъединитель.

По стороне 220 кВ расположено 2 основные секции и 1 обходная система шин. Всего на ОРУ 220 кВ ТЭЦ ВАЗа содержится 12 рабочих ячеек, которые схожи по строению с ячейками 110 кВ.

Целью диссертации является повышение безотказности в работе электрической схемы и улучшение условий охраны труда при проведении работ на ОРУ 110 и 220 кВ.

Для достижения поставленной цели, необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать имеющуюся электрическую схему ТЭЦ ВАЗа и установленное на ней электрооборудование. Определить факторы, оказывающие влияние на безопасность и надежность электрической схемы и на наличие опасных факторов, которые могут оказать влияние на жизнь и здоровье сотрудников.

2. Разработать эффективные методы по усовершенствованию электрической схемы для повышения надежности и уменьшения опасных факторов, которые могут сказаться на жизни и здоровье сотрудников.

3. Определить экономические затраты на внедрение нового оборудования.

1 Характеристика реконструируемого энергообъекта

1.1 Проблемы главной схемы ТЭЦ ВАЗа

ТЭЦ Волжского автомобильного завода является самой крупной в Европе, но также является и одной из старых ТЭЦ. Технические решения, примененные на объекте в те годы, на тот момент были инновационными и, без сомнения, были наилучшим решением поставленных перед проектировщиками задач. Но со временем оборудование, как и реализация путей решения поставленных инженерных задач, устаревают. Появляются новые технологии, новое оборудование и новые технические решения и взгляды на новые появившиеся задачи. Так же ужесточаются требования по энергоснабжению и по качеству предоставляемых работодателем работникам условий труда.

Исходя из изменяющихся реалий, мы можем увидеть, насколько сильно устарели оборудование и технический подход к решению технологических задач решаемых на производстве ТЭЦ ВАЗа. В первую очередь устаревшее оборудование, установленное на главной схеме ТЭЦ, угрожает жизни и здоровью персонала, занятого в технологических процессах. Установленное оборудование выработало свой срок службы либо уже подходит к этому. Новые технологии и инновации в сфере энергетики обошли главную схему также стороной. Изношенное оборудование так и продолжает использоваться, при этом не получая должного обслуживания и ремонта. Так, например, в 90% трансформаторов тока используется масло, которое не прошло химического анализа ввиду плохих показателей. Или это можно наблюдать по воздушным выключателям, где продувка закрыта по причине износа каналов продувки и из-за этого потери большего количества сжатого воздуха из системы. Что уже говорить о том, что по нормативным документам суточная утечка водорода в генераторе не должна превышать 5%, а суточный расход водорода, с учетом открытой продувки, на турбогенераторах должен быть не более 10% от общего

объема газа при рабочем давлении машин, но на деле мы имеем совершенно другие цифры.

Так же на главной схеме особую опасность для персонала представляют разъединители на 110 и 220 кВ. Основная проблема состоит в том, что старые фарфоровые изоляторы на станции являются дефицитом. Ремонт с 1 по 4 секцию по 110 кВ и 2 обходные системы шин (далее – ОСШ) производился частично 2 года назад. И то, было заменено, в общей сложности, 25% изоляторов на секциях 110 кВ. От общего числа изоляторов, эта цифра является совсем небольшой. Оставшиеся в работе разъединители используются с изоляторами, находящимися в аварийном состоянии. А учитывая тот факт, что все разъединители оснащены ручным приводом, обслуживание которых так же не производилось долгое время, и имеют заедания, и ни о какой плавности хода и речи быть не может, данные устройства представляют собой опасность для жизни и здоровья персонала.

И это только часть проблем касательно первичной коммутации. Но надо не забывать и про вторичные цепи. Так, например, агрегатные шкафы имеют механические повреждения из-за чего происходит окисление контактов КСА. Это приводит к тому, что во время переключений оперативный персонал не может в нормальном режиме использовать электромеханическую блокировку (далее по тексту – ЭМБ). По этой причине часто ночные переключения откладываются до утра, ведь по внутренним инструкциям ТЭЦ ВАЗа на переключения с использованием деблокировки нужно разрешение начальника электроцеха или его заместителя и их личное присутствие. Схема электрических соединений ОРУ ТЭЦ ВАЗа показана на рисунках 1,2 и 3.

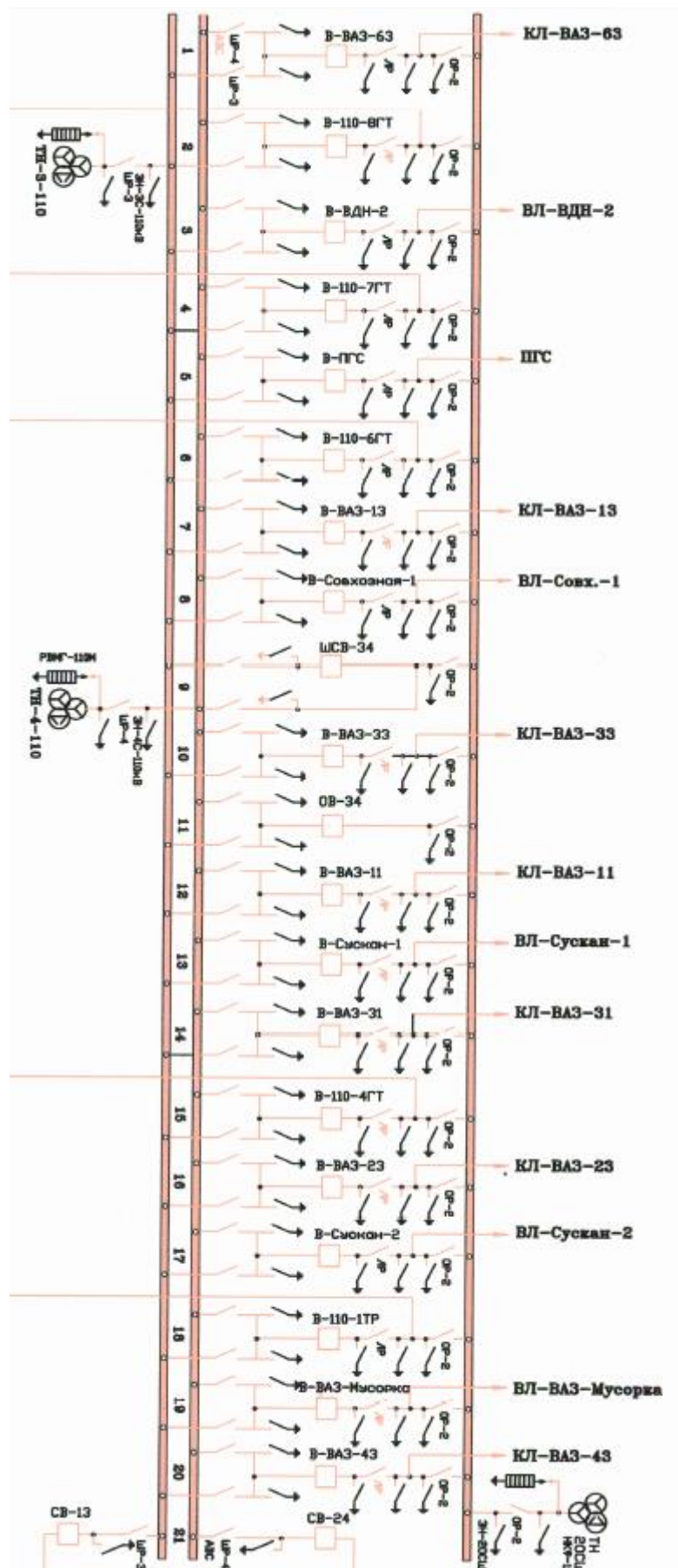


Рисунок 1 - 3, 4 и 2ОСШ секции 110 кВ и их присоединения

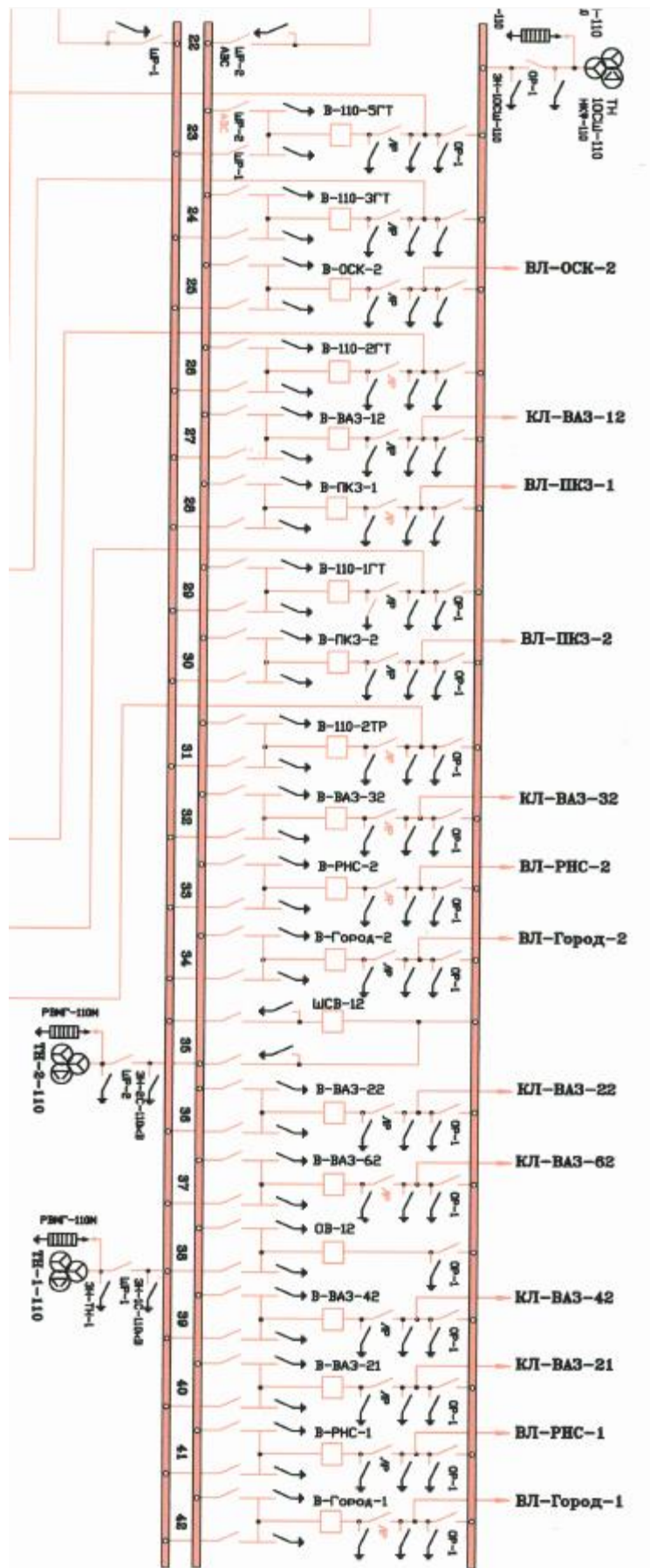


Рисунок 2 - 1, 2 и 10СШ 110 кВ и их присоединения

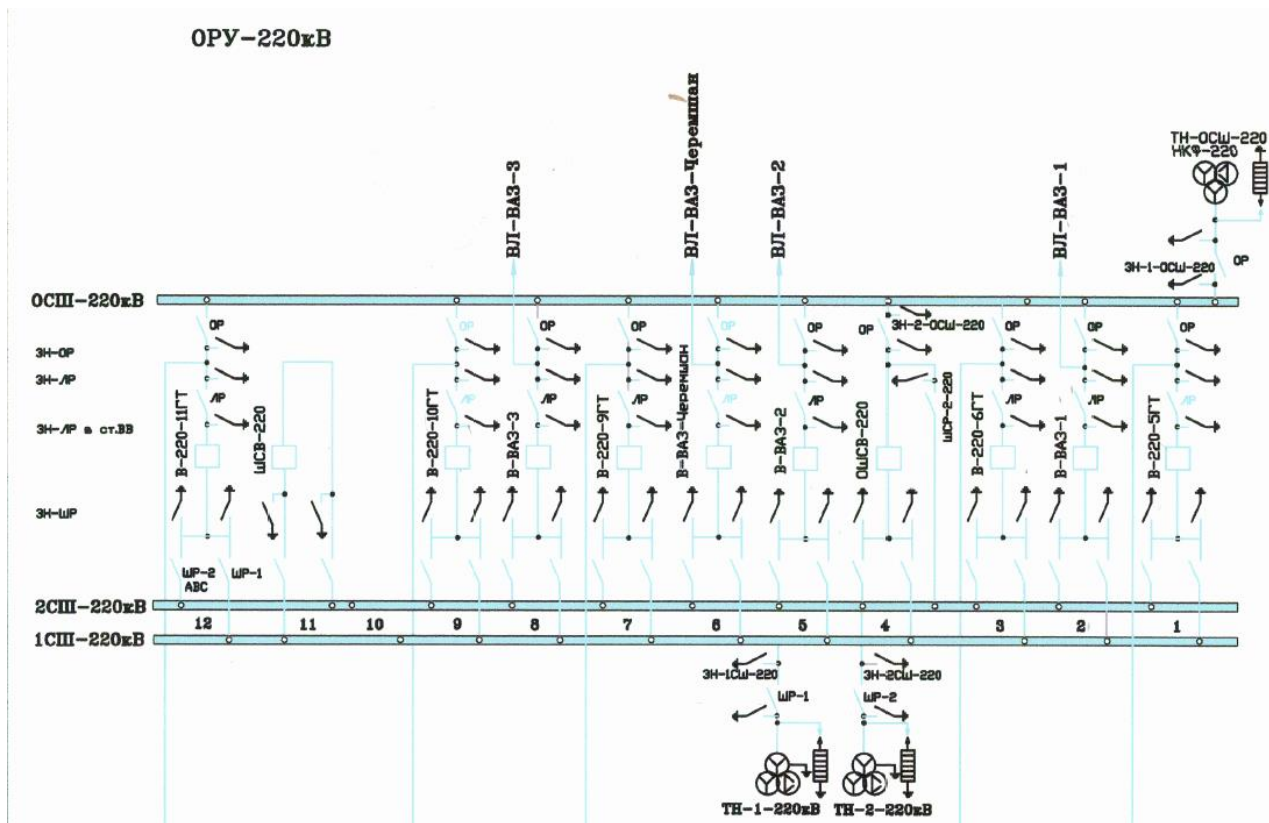


Рисунок 3 - Схема ОРУ 220 кВ

Только за 2020 год было выявлено более 200 дефектов касательно главной схемы станции. И это только явные дефекты, которые поддаются визуальному осмотру или через специальные приспособления. К таким дефектам относятся:

- трещины в изоляторах,
- трещины в чугунном основании,
- повышенный нагрев ножей разъединителей,
- свищи в участках воздушной магистрали,
- трещины и свищи в воздушных выключателях,
- нарушение герметизации из-за разрушения резиновых уплотнений в выключателях,
- неполнофазное включение выключателя,
- неполнофазное отключение выключателя,
- разрушение камеры воздушного выключателя.

– и т.д.

Примеры дефектов приведены на рисунках 4 и 5.

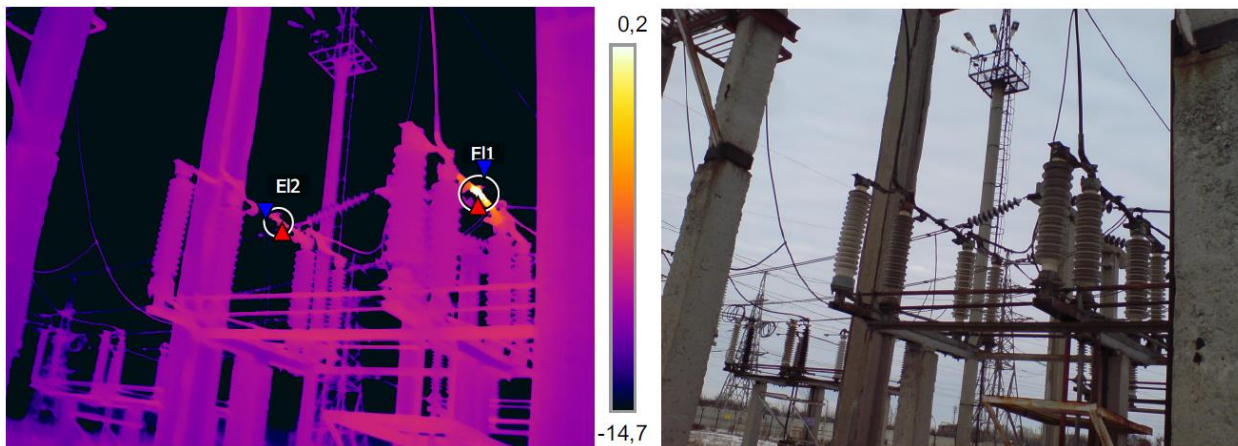


Рисунок 4 – Местный нагрев ножей разъединителей

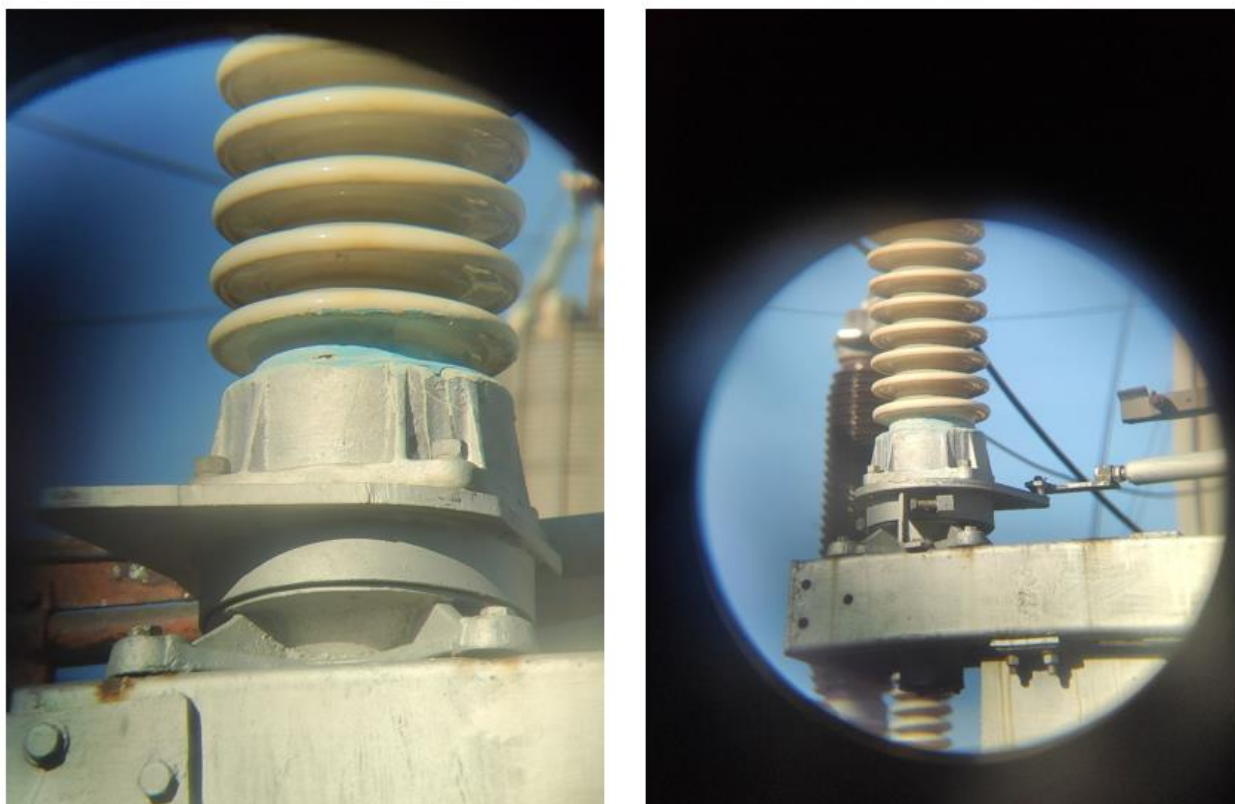


Рисунок 5 – Круговая трещина у основания фарфорового изолятора

1.2 Воздушные выключатели главной схемы ТЭЦ ВАЗа

В настоящее время на ТЭЦ Волжского автозавода в эксплуатации находятся коммутирующие аппараты воздушного типа. Воздушные выключатели установлены на всех присоединениях, что способствует более быстрому ремонту в случае каких-то непредвиденных поломок. Список выключателей ОРУ 110 кВ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Список выключателей ОРУ-110 кВ

Диспетчерское наименование (присоединение)	Вид	Тип выключателя	Климат. Исполн.	Год выпуска	Год ввода
В-110-ВАЗ-63	воздушный	ВВУ-110Б-10/2000 У1	У1	1991	1996
В-110-8ГТ	воздушный	ВВУ-110Б-10/2000 У1	У1	1991	1996
В-110-ВДН-2	воздушный	ВВУ-110Б-10/2000 У1	У1	1991	1996
В-110-7ГТ	воздушный	ВВУ-110Б-10/2000 У1	У1	1991	1996
В-110-ПГС	воздушный	ВВН-110-6	У1	1978	1978
В-110-6ГТ	воздушный	ВВУ-110Б-10/2000 У1	У1	1991	1996
В-110-ВАЗ-13	воздушный	ВВН-110-6	У1	1968	1970
В-110-Совхозная-1	воздушный	ВВБМ-110Б	У1	1978	1981
ШСВ-34	воздушный	ВВУ-110Б-10/2000 У1	У1	1991	1996
В-110-ВАЗ-33	воздушный	ВВН-110-6	У1	1968	1970
ОВ-34	воздушный	ВВУ-110Б-10/2000 У1	У1	1991	1996
В-110-ВАЗ-11	воздушный	ВВН-110-6	У1	1969	1968
В-110-Сускан-1	воздушный	ВВБМ-110Б	У1	1978	1978
В-110-ВАЗ-31	воздушный	ВВН-110-6	У1	1973	1974
В-110-4ГТ	воздушный	ВВУ-110Б-10/2000 У1	У1	1991	1996
В-110-ВАЗ-23	воздушный	ВВН-110-6	У1	1968	1970
В-110-Сускан-2	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-1ТР	воздушный	ВВБМ-110Б	У1	1978	1979

Продолжение таблицы 1

Диспетчерское наименование (присоединение)	Вид	Тип выключателя	Климат. Исполн.	Год выпуска	Год ввода
В-110-ВАЗ-Мусорка	воздушный	ВВН-110-6	У1	1970	1972
В-110-ВАЗ-43	воздушный	ВВН-110-6	У1	1968	1969
СВ-24	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
СВ-13	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-5ГТ	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-3ГТ	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-ОСК-2	воздушный	ВВН-110-6	У1	1971	1973
В-110-2ГТ	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-ВАЗ-12	воздушный	ВВН-110-6	У1	1968	1969
В-110-ПКЗ-1	воздушный	ВВН-110-6	У1	1970	1975
В-110-1ГТ	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-ПКЗ-2	воздушный	ВВН-110-6	У1	1967	1969
В-110-2ТР	воздушный	ВВН-110-6	У1	1968	1968
В-110-ВАЗ-32	воздушный	ВВН-110-6	У1	1968	1969
В-110-РНС-2	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-Город-2	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
ШСВ-12	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-ВАЗ-22	воздушный	ВВН-110-6	У1	1968	1969
В-110-ВАЗ-62	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
ОВ-12	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-ВАЗ-42	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-ВАЗ-21	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-РНС-1	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-Город-1	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-Технопарк-1	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996
В-110-Технопарк-2	воздушный	ВВН-110-6	У1	1991	1996

Подача воздуха на воздушные выключатели осуществляется от 2х компрессорных установок, одна из которых находится в работе, а другая стоит на горячем резерве. Компрессорная установка предназначена для питания сжатым воздухом давлением 20 ати воздушных выключателей ОРУ-110, 220 кВ. Воздух, сжатый в компрессорах до 40 ати, поступает в ресиверы (воздухосборники), из которых через перепускные клапаны поступает в распределительную сеть давлением 20 ати.

Каждая из компрессорных установок состоит из нескольких компрессоров. Так, например, компрессорная установка № 2 (в дальнейшем компрессорная) высокого давления предназначена для снабжения сжатым воздухом воздушных выключателей ОРУ-220/110 кВ ТЭЦ ВАЗа, не требующих дополнительной осушки воздуха. Компрессорная № 2 размещена в отдельно стоящем здании у щита защит ОРУ (далее по тексту – ЩЗ ОРУ) № 1. В компрессорной установлено 2 поршневых (компрессора НРС BOOSTER PLUS) и два винтовых (компрессора HSC 75) компрессорных агрегата. Каждый компрессор работает блоком на 6 (шесть) баллонов высокого давления, которые являются аккумуляторами воздуха. Баллоны смонтированы на общей раме и расположены в теплоизоляционной камере с восточной стороны здания компрессорной № 2.

Компрессорная установка номер 1 размещается в помещении щита управления ОРУ № 1. В компрессорной установлены пять 3-х ступенчатых компрессоров типа ВШ-3/40М, 9 воздухосборников объемом 5м³ каждый, расположенные с северной стороны компрессорной.

Компрессорные качают воздух в ресивера, а из ресиверов воздух давлением в 20 атм по одному трубопроводу идет на ОРУ к каждому выключателю.

Схема кажется абсолютно идеальной и работоспособной, но это только на первый взгляд.

Так как все выключатели являются воздушными, то значит и схемаобразующие выключатели также являются воздушными, что в свою очередь является уязвимым местом в надежной эксплуатации.

Уязвимость данной системы состоит в том, что оборудование компрессорных, как и сами магистрали по воздуху, являются старыми, то есть их фактическая часовая наработка измеряется десятками тысяч часов. Время эксплуатации между внеочередными ремонтами работами сокращается. В связи с этим мы сталкиваемся с проблемой подачи воздуха на выключатели для их управления.

Проблемы возникают не только с оборудованием самих компрессорных то есть компрессорами, ЭКМ, перепускными клапанами, осушителей и запирающей арматурой, но и с самими магистралями воздуха.

Так, например, довольно распространенной проблемой является перемерзание трубопроводов высокого давления из-за образования конденсата при переходе через ноль. Что мы имеем в этом случае:

- при перемерзании конденсата в воздушной магистрали у нас повышается давление в магистрали,
- срабатывает защита из-за повышения давления в магистрали и отключаются рабочие компрессоры.
- остаточное давление в магистрали постепенно снижается из-за открытых продувок и естественной утечки выключателей и запорной арматуры,
- выключатели остаются без возможности управления, так как отсутствует сжатый воздух.

Особенно эта проблема встает очень остро, когда мы не можем управлять схемообразующими выключателями.

Как можно заметить, решением данной проблемы может служить улучшение изоляции воздушной магистрали для меньшего на нее воздействия температурных факторов окружающей среды. Однако произведя изоляцию данной магистрали на практике должного результата достичь не удалось. Так же не дала никакого результата попытка установить обогреватели на некоторых участках магистрали и в агрегатных шкафах.

Да, возможно, частично эта проблема решилась бы наймом дополнительного количества сотрудников, которые бы постоянно следили за состоянием оборудования компрессорных и за системой обвязки, однако человеческий фактор никто не отменял. И если забыть слить конденсат, то получаем, опять же, проблему перемерзания.

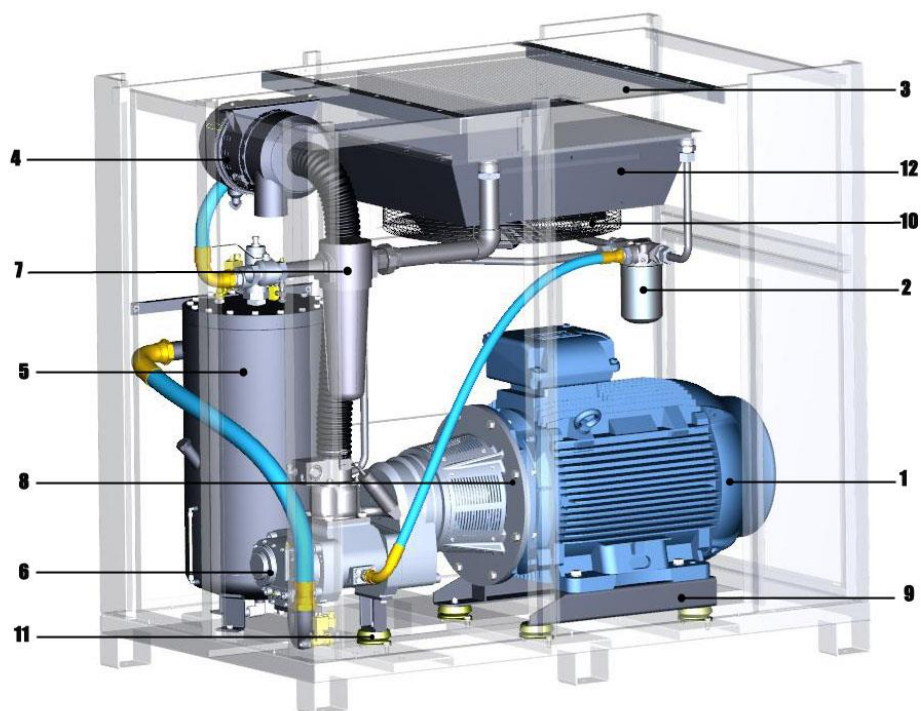
Но такая проблема может, например, возникнуть в ночное время суток, когда обслуживающего персонала вообще не будет на смене. Поэтому такое решение не подходит для станции таких масштабов.

Наиболее оптимальным решением будет являться замена воздушных выключателей на элегазовые. Первым делом замене на элегазовые должны подлежать схемотобразующие выключатели. Это позволит управлять схемой станции даже при отказе некоторых воздушных выключателей. Так же постепенная замена будет не так экономически затратной. А новые появляющиеся элегазовые выключатели, помогут как улучшить энергобезопасность потребителей, так и надежность схемы электроснабжения самой станции в целом.

1.3 Винтовые компрессора

Как утверждает завод изготовитель - винтовой воздушный компрессор серии HSC с муфтой производства компании HERTZ рассчитан на работу в тяжелых условиях эксплуатации при низком уровне обслуживания и является качественным оборудованием, способным безотказно работать в течение многих лет. Однако, уже спустя 5 лет, мы имеем первые серьезные отказы оборудования, которые не подлежат гарантийному обслуживанию.

Общий вид компрессора HSC 75 приведен на рисунке 6.



Главные узлы компрессора HSC 75 с муфтой: 1 - двигатель, 2 - масляный фильтр, 3 - радиатор, 4 - воздушный фильтр, 5 - масляный бак, 6 - винтовой блок, 7 - сепаратор воды, 8 - корпус, 9 - шасси двигателя, 10 - вентилятор, 11 - виброизолирующая прокладка, 12 - вытяжной колпак

Рисунок 6 - Общее описание компрессора HSC 75 с муфтой

Компрессор приводится в действие электродвигателем для создания механического крутящего момента, который используется винтовым блоком для производства сжатого воздуха. Приводная система состоит из рамы, двигателя, винтового блока, муфты и корпуса. Изображена на рисунке 7.

Компрессоры работают под управлением электронного контроллера.

Электронный контроллер: Электронный блок, предназначенный для мониторинга всех аварийных сигналов, неисправностей, сроков и интервалов проведения технического обслуживания.

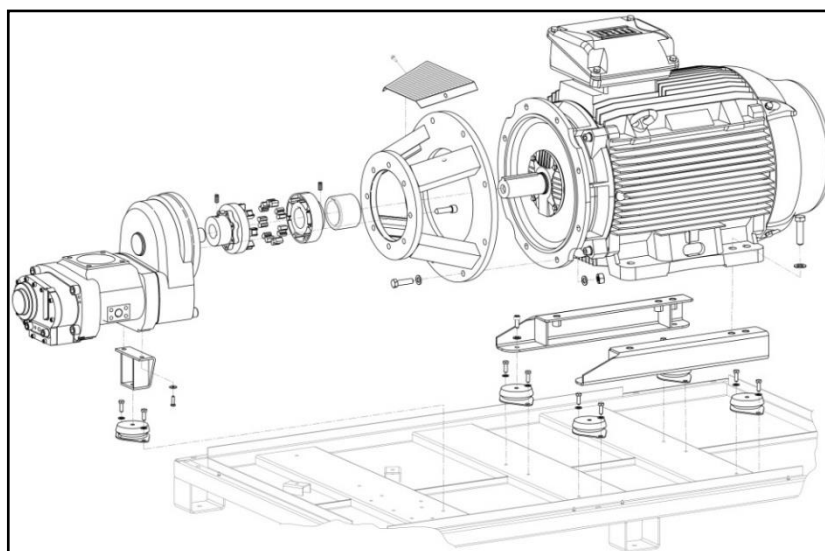


Рисунок 7 - Приводная система

Этот компрессор оснащен электронным контроллером для обеспечения возможности простого мониторинга работы и настройки параметров компрессора. Для обеспечения безопасной работы компрессора были установлены все необходимые электрические и механические системы. Ниже приводятся сведения о некоторых компонентах, входящих в состав компрессора.

Винтовой блок: Компрессорный агрегат, который подает сжатый воздух в систему.

Двигатель: создает крутящий момент, необходимый для работы винтового блока.

Муфта: компонент компрессора, который передает механический крутящий момент от двигателя к компрессору.

На рисунке 8 представлена система нагнетания компрессора HSC 75

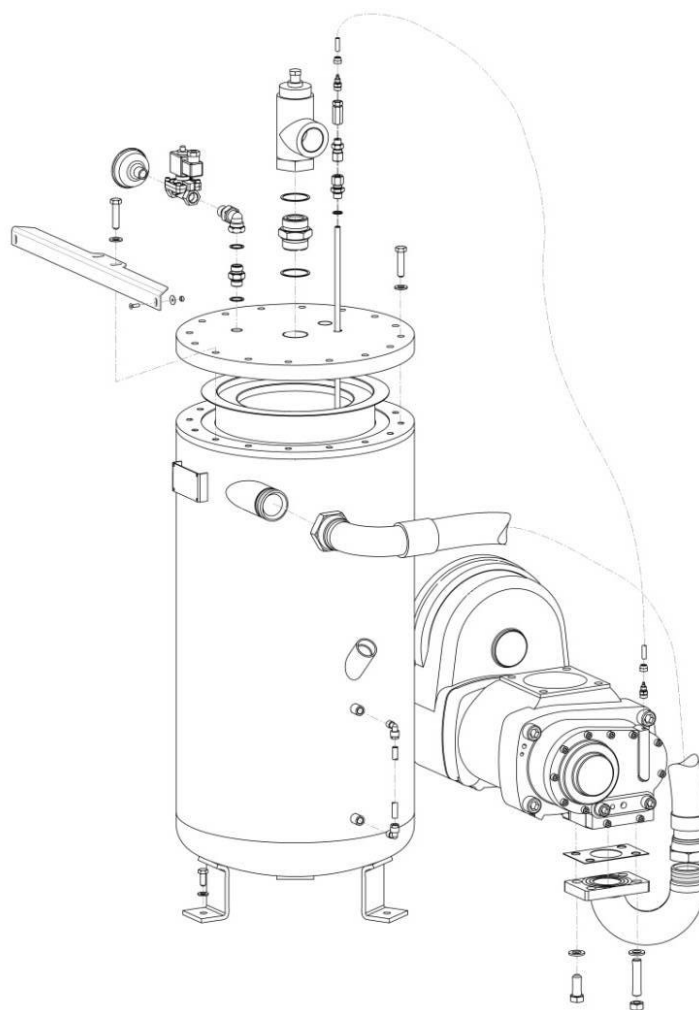


Рисунок 8 - Система нагнетания компрессора HSC 75 с муфтой

Регулятор всасывания воздуха: регулятор всасывания установлен на винтовом блоке и используется для регулирования количества всасываемого воздуха при работе под нагрузкой и на холостом ходу.

Управляющий электромагнитный клапан: Этот клапан размещен на винтовом блоке, присоединенном к регулятору всасывания воздуха. Регулятор используется для контроля параметров подаваемого к регулятору всасывания воздуха для переключения компрессора в режим нагрузки или режим холостого хода.

Предохранительный клапан: предохранительный клапан установлен на масляном баке компрессора. Если давление в масляном баке компрессора

значительно повышается вследствие неисправности, то этот клапан открывается для сброса давления до безопасного уровня.

Клапан минимального давления: этот клапан установлен на крышке маслобака-сепаратора. После пуска компрессора и перехода в режим нагрузки этот клапан поддерживает внутреннее давление компрессора на уровне не ниже 2–3 бар для обеспечения циркуляции масла. Кроме этого, этот клапан предотвращает поступление воздуха из воздушного ресивера обратно в компрессор при работе на холостом ходу и при остановке компрессора.

Радиатор: радиатор предназначен для охлаждения циркулирующего в масляном контуре компрессора масла и сжатого в компрессоре воздуха.

Кнопка аварийной остановки: эта кнопка используется для остановки компрессора в аварийной ситуации. Кнопка остается заблокированной при ее отпуске. Для возврата в нормальное положение немного поверните кнопку против часовой стрелки.

Манометр: манометр используется для измерения давления.

Датчик давления: датчик давления осуществляет электронное преобразование давления в слаботочный сигнал, который затем передается на контроллер.

Датчик температуры: датчик температуры осуществляет электронное преобразование давления в слаботочный сигнал, который затем передается на контроллер.

Датчик температуры РТС: датчик расположен между обмоток двигателя. Датчик размыкается в случае чрезмерного повышения температуры обмоток для защиты от перегорания обмоток.

Реле давления: предохранительное реле давления обеспечивает безопасное отключение компрессора при повышении внутреннего давления выше заданного уровня по какой-либо причине.

Несмотря на множество достоинств, у данной системы, как и у любой другой есть недостатки. И самым распространённым недостатком всего оборудования является человеческий фактор. Как пример – это пуск

компрессора без проверки уровня масла. Так же проблемой является затрудненный пуск компрессора при температурах окружающей его среды ниже +7 °С, что в нашей климатической полосе происходит довольно-таки часто.

1.4 Поршневые компрессора

Компрессоры серии Booster Plus питаются от электродвигателя. Этот электродвигатель вращает компрессор и маховик посредством муфты.

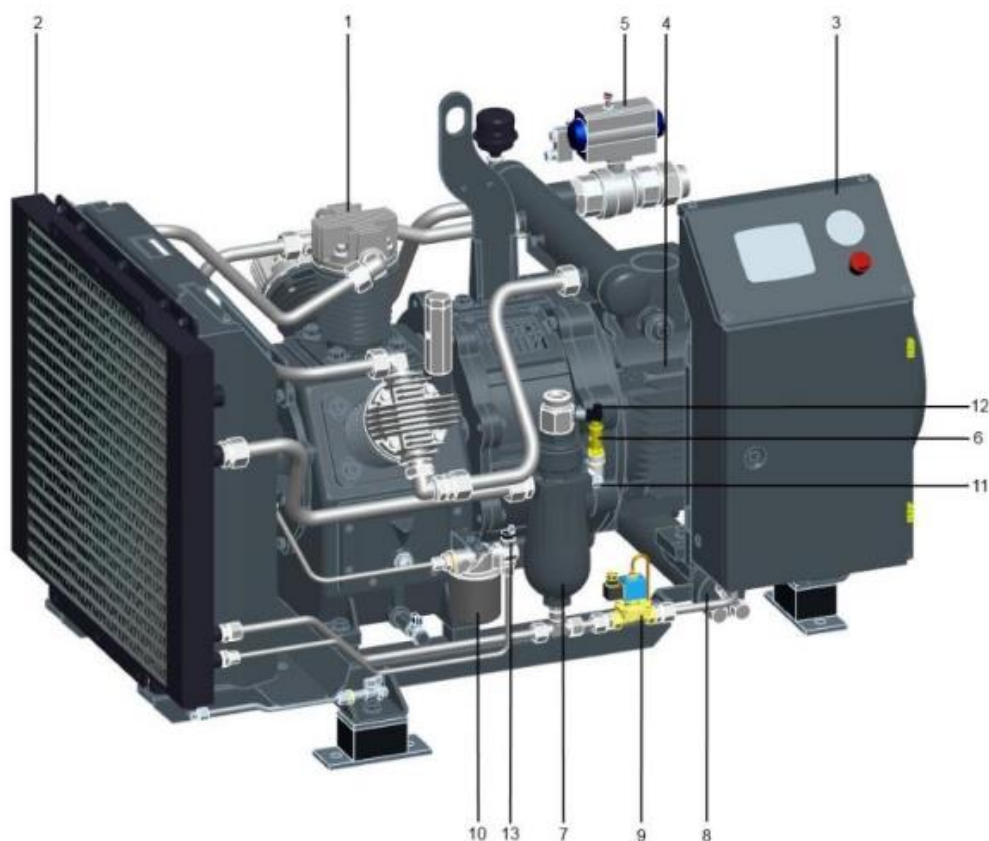
Компрессоры серии Booster Plus функционируют и управляются с помощью электронной системы управления.

Осевой вентилятор соединен с коленчатым валом компрессора. Вокруг этого вентилятора располагается кожух. Поступающий воздух проходит через этот вентилятор и охлаждает радиатор. Радиатор состоит из двух частей: воздухоохладителя и маслоохладителя. Кроме этого, холодный воздух проходит через горячие компоненты благодаря наличию камеры компрессора.

Во время процесса сжатия конденсируются водяной и масляный пары. Масляный и водяной конденсат аккумулируется в водоотделителе. Масло и вода, выходящие из радиатора, проходят через отводящие трубы и попадают в коллектор.

На всасывающих трубопроводах установлены электромагнитные клапаны для выпуска воздуха и масла. Эти клапаны периодически срабатывают под контролем электронной панели управления.

Внешний вид компрессора можно увидеть на рисунке 9.



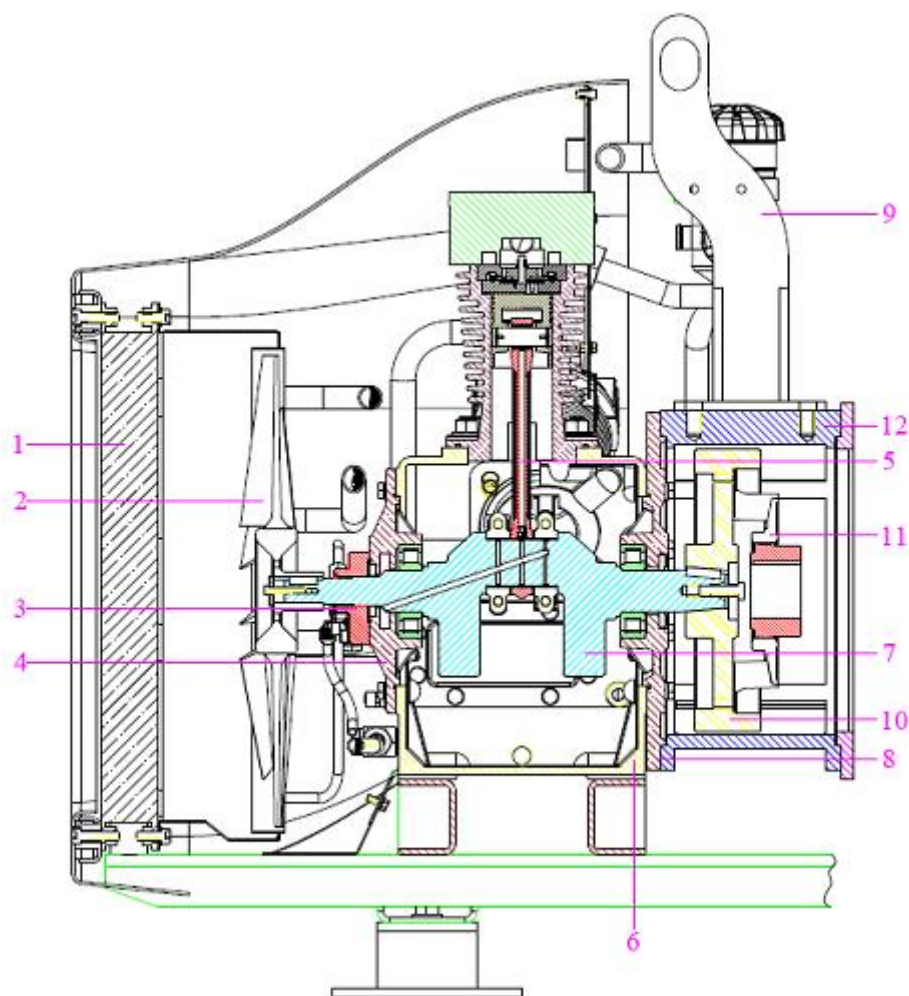
Наименование компонентов: 1- верхний фланец, 2 – радиатор, 3 - панель управления, 3 – электродвигатель, 4 - привод воздухозаборника, 5 - предохранительный клапан, 6 - сепаратор воды, 7 - коллектор спускаемой воды, 8 - электромагнитный клапан, 9 - масляный фильтр, 10 - датчик температуры на выходе, 11 - датчик давления на выходе, 12 - датчик давления масла.

Рисунок 9 - Внешний вид компрессора

Масляный насос, расположенный на коленчатом вале, позволяет смазывать подвижные детали внутри масляного поддона, пропускать масло к радиатору и охлаждать его. Подшипники внутри картера, штифты и поршни смазываются с помощью этой системы. Уровень масла можно контролировать с помощью индикатора на картере. Температура масла повышается под воздействием работы системы и высокого давления. Горячее масло охлаждается в радиаторе и снова подается в систему с помощью масляного насоса.

Датчик давления располагается на входе масляного фильтра и предназначен для контроля давления масла. Если давление масла выходит за предельно допустимые значения, то электронная система управления останавливает работу компрессора, и на информационном экране появляется соответствующее предупреждение.

Как и предыдущий тип компрессоров, данные модели имеют свои недостатки. Вертикальный разрез компрессора показан на рисунке 10.



Наименование компонентов: 1 - радиатор, 2 - вентилятор, 3 - масляный насос, 4 - передняя крышка, 5 - соединительная тяга, 6 - масляный поддон, 7 - коленчатый вал, 8 - задняя крышка, 9 - подвес, 10 - маховик, 11 - соединительная муфта, 12 - корпус крышки.

Рисунок 10 - Вертикальный разрез

1.5 Шинные, линейные и обходные разъединители

«Разъединитель – это коммутационный аппарат для напряжения выше 1000 В, предназначенный для изоляции предварительно отключенной части системы, электроустановки, отдельных аппаратов от смежных частей, находящихся под напряжением. Обязательным является наличие видимого разрыва в воздухе в положении "отключено".

Разъединители с приводами предназначены для эксплуатации в электрических сетях переменного тока частоты 50Гц с номинальным напряжением 110 и 220 кВ для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи, находящихся под напряжением, заземления отключенных участков электрической цепи при помощи заземлителей, а также отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, т.к. их контактная система не имеет дугогасительных устройств.

ОРУ-220 кВ укомплектовано разъединителями РЛНД-220-1000, РЛНД-220-1600; ОРУ-110 кВ – разъединителями типов: РЛНД-110-1600, РЛНД-110-2000, РЛНД-110-1000, РЛНД-110-600,» [23] в камере отпайки 8ГТ установлен разъединитель HASS EE 3-х полюсный 8000А, 12кВ.

Главным недостатком всех этих разъединителей является то, что они являются максимально не безопасными с точки зрения охраны труда, так как имеют ручной привод, из-за чего в свою очередь, оперативный персонал, выполняющий переключения, оказывается в непосредственной близости, а точнее, в момент переключений, находится под самим разъединителем. В случае поломки изолятора в момент переключения, не исключен летальный исход.

В таблице 2 приведен перечень разъединителей установленных на ОРУ 220 кВ.

Таблица 2 -перечень разъединителей установленных на ОРУ-220кВ

яч.	Наименование присоединения	Тип разъединителя
1.	В-220-5ГТ	РЛНД-220-1000
2.	В-220-ТЭЦ ВАЗа Левобережная-I	РЛНД-220-1000
3.	В-220-6ГТ	РЛНД-220-1000
4.	ОШСВ-220	РЛНД-220-1000
5.	В-220-ТЭЦ ВАЗа Левобережная-II	РЛНД-220-1000
6.	В-220-ВАЗ-Черемшан	РЛНД-220-1000
7.	В-220-9ГТ	РЛНД-220-1000
8.	В-220-ТЭЦ ВАЗа-Азот	РЛНД-220-1000
9.	В-220-10ГТ	РЛНД-220-1000
10.	В-220-8ГТ	РЛНД-220-1000
11.	ШСВ-220	РЛНД-220-1000
12.	В-220-11ГТ	РЛНД-220-1000

В таблице 3 приведен перечень разъединителей установленных на ОРУ – 110 кВ

Таблица 3 – разъединители ОРУ 110 кВ

Наименование присоединения	Тип разъединителя	Тип привода
В-ВАЗ-63	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-110-8ГТ	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ВДН-2	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-110-7ГТ	РЛНД-110-1000	ПРНЗ-35кВ
В-ПГС	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-110-6ГТ	РОНЗ-110-2000	ПРН-110кВ
В-ВАЗ-13	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-Совхозная-1	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
ШСВ-34	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ВАЗ-33	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
ОВ-34	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ВАЗ-11	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ

Продолжение таблицы 3

Наименование присоединения	Тип разъединителя	Тип привода
В-Сускан-1	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ВАЗ-31	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-110-4ГТ	РЛНД-110-1000	ПРНЗ-35кВ
В-ВАЗ-23	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-Сускан-2	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-110-1ТР	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ВАЗ-Мусорка	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ВАЗ-43	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
СВ-24	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
СВ-13	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-110-5ГТ	РЛНД-110-600	ПРН-110кВ
В-110-3ГТ	РЛНД-110-1000	ПРНЗ-35кВ
В-ОСК-2	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-110-2ГТ	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ВАЗ-12	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ПКЗ-1	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-110-1ГТ	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ПКЗ-2	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-110-2ТР	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ВАЗ-32	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-РНС-2	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-Город-2	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
ШСВ-12	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ВАЗ-22	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ВАЗ-62	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
ОВ-12	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ

Продолжение таблицы 3

Наименование присоединения	Тип разъединителя	Тип привода
В-ВАЗ-42	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-ВАЗ-21	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-РНС-1	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
В-Город-1	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
Технопарк-1	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ
Технопарк-2	РЛНД-110-600	ПРНЗ-35кВ

Для уменьшения рисков гибели или несчастных случаев оперативного персонала ТЭЦ, правильным решением будет установка разъединителей имеющих электропривод. Особенно это актуально для стороны 220 кВ. Так как в отличии от стороны 110 кВ, где разъединители имеют по два изолятора, где один является поддерживающим, а другой основным, как показано на рисунке 11, на стороне 220 кВ изоляторов два, но они оба основные и стоят друг на друге – рисунок 12. И если на стороне 110 кВ во время переключения произойдет поломка основного изолятора, есть шанс, что поддерживающий изолятор удержит основной и его нож, что воспрепятствует падению изолятора и ножа, возможно, находящимся под напряжением, на землю или сотрудника выполняющего переключения.

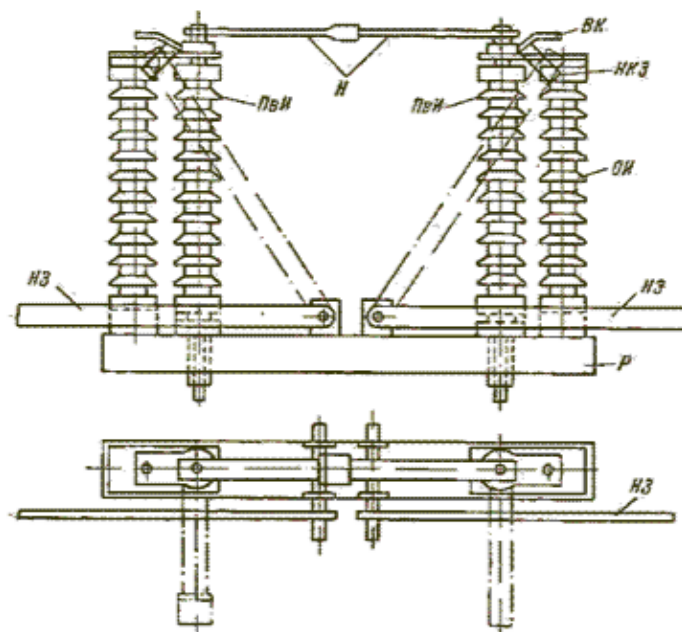


Рисунок 11 - Конструктивное исполнение изоляторов разъединителей на стороне 110 кВ

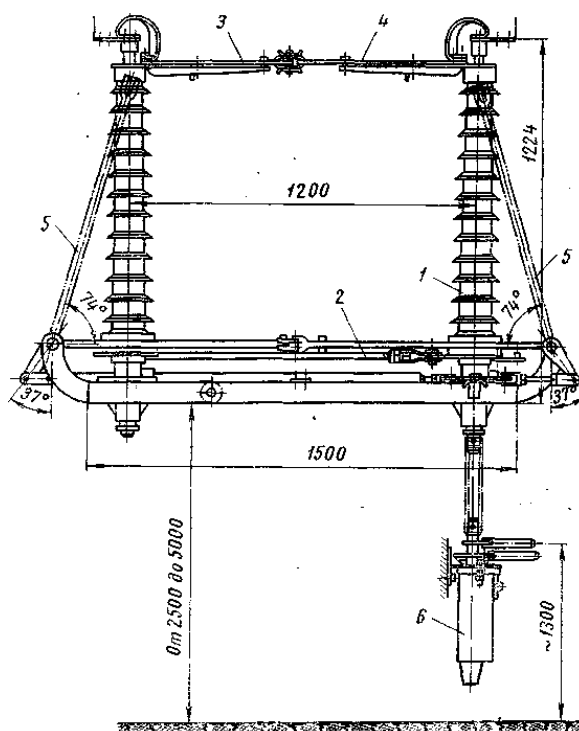


Рисунок 12 - Конструктивное исполнение изоляторов разъединителей на стороне 220 кВ

Выводы по разделу

Таким образом, из выше описанного, можно понять, что оборудование установленное на подстанции на данный момент уже является устаревшим и выработало свои сроки эксплуатации. Тем самым оно становится не только опасным для оперативного персонала во время переключения, но также опасно для энергосистемы, потому как может не отработать в нужный момент времени. Поэтому оно нуждается в модернизации и замене.

При невыполнении модернизации эксплуатация станции становится опасной, хотя и может быть продолжена. Но аварийность предприятия при этом будет особенно высока. А так как внутренние регламенты компании направлены на снижения аварийности производства и снижения рисков в процессе эксплуатации – модернизация просто необходима.

2 Внедряемые технологии и аппараты при реконструкции главной схемы

2.1 Внедрение новых элегазовых выключателей на ОРУ-110/220кВ

Установленные на ОРУ воздушные выключатели находятся в эксплуатации более 30 лет, полностью исчерпали свой установленный ресурс. Данные выключатели сняты с производства 20 лет назад, изготовление запасных частей для ремонта осуществляется по индивидуальным заказам. В связи с увеличением токов короткого замыкания на шинах ОРУ, отключающая способность выключателей находится на пределе. В 2002 году "Самараэнергонадзор" выдал предписание о необходимости замены данных выключателей.

Реализация проекта по замене воздушных выключателей 110 кВ и 220 кВ на элегазовые необходима в связи с тем, что:

- нормативный срок службы воздушного выключателя – 25 лет, фактический срок службы – более 35 лет;
- рост количества дефектов, выявленных при плановых ремонтах (выход из строя делительных конденсаторов, повышение сопротивления шунтирующих сопротивлений, не выдерживает высоковольтные испытания изоляция эпоксидных вводов);
- повышенные риски для обслуживающего персонала, выполняющего наладку выключателей после ремонта, связанные с разрушением фарфоровой изоляции.
- увеличение сроков ремонта, связанных с длительным изготовлением з/ч, а по некоторым позициям – их отсутствие;
- содержание установки подготовки сжатого воздуха 20 ати.

Кроме этого, реализация проекта приведет к снижению затрат по техническому обслуживанию и ремонту выключателей ОРУ-220 кВ.

Реализация проекта предусматривает замену всех существующих и уже установленных воздушных выключателей на элегазовые. Это относится как ОРУ-110 кВ, так и к ОРУ-220 кВ.

Установка элегазовых выключателей планируется на уже существующие опоры, которые останутся от до этого установленных воздушных выключателей.

Реализация данного проекта значительно повысит надежность работы коммутационного оборудования на ОРУ-110 / 220 кВ.

Основными драйверами, влияющими на экономику проекта, являются:

- экономия затрат на ремонт;
- величина капитальных вложений.

На технико-экономические показатели проект влияния не оказывает, т.к. направлен на повышение надежности и безаварийности работы предприятия. Проект направлен на замену морально и физически изношенного оборудования, повышения надежности работы оборудования.

2.2 Экономические затраты

В «рамках осуществления расчетов экономического эффекта от реализации проекта, составлен прогноз денежных потоков» [12] деятельности Тольяттинского «теплового узла при следующих сценариях развития событий:

- сценарий 1: «до реализации проекта». Существующая схема работы оборудования.
- сценарий 2: «после реализации проекта.» [3] После замены существующих воздушных «выключателей 110 кВ и 220 кВ» [2] на элегазовые.

«Расчет выполнен исходя из следующих предположений:

- горизонт расчета определен – до 2032 года (Нормативный срок службы оборудования» [9] 25 лет);
- ставка дисконтирования – 15,4%.

NPV «проекта рассчитывается, как разность денежных потоков по второму и первому сценариям.

При соответствии параметров проекта базовым величинам, проект характеризуется следующими инвестиционными показателями.» [9]

Расчет стоимости показан на рисунках 13,14.

Расчет NPV ,IRR, срока окупаемости

Ставка дисконтирования	(%)	15,4
NPV проекта	тыс.руб.	(645 674)
IRR	(%)	-11,26%
Срок окупаемости	лет	Более 15
Дисконтированный срок окупаемости	лет	Более 15

Рисунок 13 - Расчет окупаемости

Срок окупаемости проекта в зависимости от изменения услуг ремонтных организаций и изменения капитальных вложений										
Срок окупаемости (лет)										
		Изменение КВЛ								
		Более 15	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%
Изменение за счет изменения услуг ремонтных организаций	0,93	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15
	0,95	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15
	0,97	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15
	1,00	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15
	1,01	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15
	1,03	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15
	1,05	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15	Более 15

Рисунок 14 – Срок окупаемости проекта

Для обеспечения работоспособности выключателей требуется выполнять ежегодно текущие и раз в три года – капитальные ремонты. Также необходима ревизия и ремонты воздухоподготовительной установки.

А к примеру, современное оборудование требует минимальных затрат на обслуживание. И не нуждается в затратах на ремонт в период гарантийного обслуживания выключателей. Так как любые ремонты будут проводится в рамках гарантии.

Поддержание в работоспособном состоянии выключателей требует следующих затрат в год:

- затраты в год на ремонт одного выключателя – 290 т.р.;
- затраты на воздухоподготовку, приведенные на один выключатель – 510 т.р.;
- общие затраты на один выключатель – 800 т.р.;
- затраты на 54 выключателя составляют 43,2 млн. р. Ежегодно;
- капитальные вложения - 646,0 млн. руб.;
- срок окупаемости мероприятия - $646/43,2 = 15$ лет;

2.3 Технические характеристики выключателей и требования по предстоящим работам

В результате реконструкции и строительства произойдет замена всех воздушных выключателей в ячейках 1 – 42 ОРУ – 110 кВ; ячейках 1 – 12 ОРУ – 220 кВ, на элегазовые.

Основные характеристики заменяемого выключателя 110 кВ типа ВВН-приведены в таблице.

Таблица 4 – Характеристики выключателя

Наименование параметра	ВВН-110
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА:	
– наибольший пик;	80
– начальное действующее значение периодической составляющей;	31,5
– ток термической стойкости	31,5
Собственное время отключения, с.	0,05
Наименование параметра	ВВН-110
Собственное время включения, с, не более	0,25

Основные характеристики заменяемого выключателя 220 кВ типа ВВН-приведены в таблице.

Таблица 5 – Характеристики выключателя

Наименование параметра	ВВН-220
Номинальное напряжение, кВ	220
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	26,2
Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА:	
– наибольший пик;	67
– начальное действующее значение периодической составляющей;	26,2
– ток термической стойкости	26,2
Собственное время отключения, с.	0,05
Собственное время включения, с, не более	0,25

На ОРУ-110 кВ / 220 кВ будет выполнена установка элегазовых выключателя ВГТ-110 II 40/2500У1 и ВГТ-220 У1.

Выключатель элегазовый типа ВГТ-110 II-40/2500У1 и ВГТ-220 У1 предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также для работы в циклах АПВ трехфазного переменного тока частоты 50 гц с номинальным напряжением 110 кВ / 220 кВ.

«Выключатель ВГТ-110 II-40/2500У1 представляет собой коммутационный аппарат,» [1] «состоящий из трех отдельных полюсов, установленных на общем основании и управляемых одним пружинным приводом типа ППрК-1800С.» [3]

«Выключатель ВГТ-220 У1 представляет собой коммутационный аппарат, состоящий из трех отдельных полюсов, каждый полюс имеет свою раму и управляемых своим пружинным приводом типа ППрК-1800С.

Полюсы выключателя заполнены элегазом (шестифтористая сера SF6).

Элегаз - нетоксичное химически инертное, негорючее соединение, не имеющее цвета, запаха и вкуса.

Принцип работы выключателей основан на гашении электрической дуги потоком газа, который создается за счет перепада давления, обеспечиваемого автогенерацией, т.е. тепловой энергии дуги, а также поршневым устройством.

Включение выключателя осуществляется за счет энергии включающих пружин привода, а отключение - за счет энергии пружины отключающего устройства выключателя.» [15].

«Основные характеристики устанавливаемых выключателей 110 и 220 кВ типа ВГТ-приведены в таблице.» [1].

Таблица 6 – Характеристики элегазовых выключателей

Наименование параметра	Значение	
	ВГТ-110 П	ВГТ-220 У1
Номинальное напряжение, кВ	110	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	252
Номинальный ток, А	2500	2500
Номинальный ток отключения, кА	40	40
Параметры сквозного тока КЗ, кА	40	40
наибольший ток, кА	102	102
ток термической стойкости	40	40
время протекания тока термической стойкости, с.	3	3
Собственное время отключения, с.	0,035	0,035
Полное время отключения, сек.	0,055	0,055
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с.	0,3	0,3
Собственное время включения, с.	0,1	0,057
Минимальное напряжение постоянного тока электромагнитов управления, В	220	220
Избыточное давление элегаза, приведенное к +20°C, МПа (кгс/см ²):		
давление заполнения (номинальное)	0,4(4)	0,5
давление предупредительной сигнализации	0,34(3,4)	0,44
давление блокировки-запрета оперирования	0,32(3,2)	0,42
Электрическое сопротивление токопровода дугогасительного устройства, мкОм, не более	45	
Масса, кг, не более:		
выключателя с приводом;	1650	5280
элегаза;	6,3	20
Габаритные размеры выключателя, мм, не более:		
длина;	5210	
ширина;	900	
высота	3565	
Расход газа на утечки в год,% от массы газа, не более	0,5	0,5

«Выключатели выполняют следующие операции и циклы:

- отключение (О);
- включение (В);» [29]
- включение-отключение (ВО), в том числе – без преднамеренной выдержки времени операциями В и О;
- отключение-включение (ОВ) при любой бесконтактной паузе, начиная от $t_{бк}$ – бесконтактная пауза, $t_{бт}$ – нормированная бестоковая пауза при АПВ;
- отключение-включение-отключение (ОВО) с интервалами времени между операциями.

«Длительность коммутационных циклов:

- О - 0,3с - ВО - 180с - ВО
- О - 0,3с – ВО - 20с - ВО
- О -180с – ВО - 180с – ВО

После выполнения одного из указанных циклов последующее оперативное включение выключателя должно производиться не ранее, чем через 15 минут.

Допустимое» [6] для каждого полюса выключателя без осмотра и ремонта дугогасительных устройств число операций отключения (ресурс по коммутационной стойкости) «составляет:

- при токах в диапазоне свыше 60 до 100% номинального тока отключения – 20 операций;
- при токах в диапазоне свыше 30 до 60% номинального тока отключения – 50 операций;
- при рабочих токах, равных номинальному току, - 5000 операций.

Допустимое число операций включения для токов короткого замыкания дополнительно должно составлять не более 50% от допустимого числа операций отключения, допустимое число операций включения для нагрузочных токов равно допустимому числу операций отключения.» [3]

Особые требования предъявляемые к процессу реконструкции:

- установку элегазовых выключателей выполнить на существующие строительные конструкции;
- выполнить привязку контактов вторичных цепей элегазовых выключателей, их разъединителей и ЗН в схему АСКУЭ ТЭЦ ВАЗа;
- предусмотреть замену контрольного кабеля с резиновой изоляцией на кабель КВВГнг;
- предусмотреть замену релейной аппаратуры в панели управления выключателей;
- выполнить замену КСА в цепях блокировки выключателей, его разъединителей и ЗН;
- выполнить замену контрольного кабеля в цепях блокировки выключателей, разъединителей и заземляющих ножей;
- сохранить габаритные размеры для проезда транспорта под ошиновкой;
- площадку для обслуживания выполнить на высоте, удобной для обслуживания привода выключателя без применения дополнительных подставок и лестниц;
- поднять гибкую связь с целью недопущения нарушения минимально допустимого расстояния до края открытой дверцы шкафа привода элегазовых выключателей;
- выполнить блокировку в схемах управления при снятии токового блока БИ "ДЗШ" в шкафу выключателя;
- предусмотреть блокировку сигнала о снижении давления элегаза при отключении автомата питания схемы управления с сохранением сигнализации об отключенном автомате;
- разработать монтажные схемы вторичной коммутации на панели управления элегазовых выключателей, защит, ДЗШ и УРОВ;
- выполнить схему контроля элегаза;

- предусмотреть замену сигнальных табло ТСБ-9Б и ключей управления;
- в сметах предусмотреть монтажные, демонтажные и наладочные работы вторичных цепей на панелях и в шкафах привода элегазовых выключателей;
- предусмотреть выход нормально замкнутых контактов с реле РПД-1, РПД-2 ВГТ-110 П*-40/2500У1 на БРКУ для И.С. "Нева";
- установить на панелях управления выключателями преобразователи типа ЭП 8527/14 в токовых цепях выключателя для И.С. "Нева" и выход цепей на блок БРКУ.

2.4 Устройство и работа составных частей элегазовых выключателей

«Рама элегазового выключателя ВГТ-110П* рисунок 15 представляет собой сварную конструкцию, на которой установлены привод 1, отключающее устройство 8, колонны 2 и электроконтактные сигнализаторы давления 9.

В полости одного из опорных швеллеров рамы закрытой крышками и размещены последовательно соединенные тяги и связывающие рычаг привода с рычагами полюсов (колонн). В крышке выполнено смотровое окно указателя положения 11 выключателя.» [11]

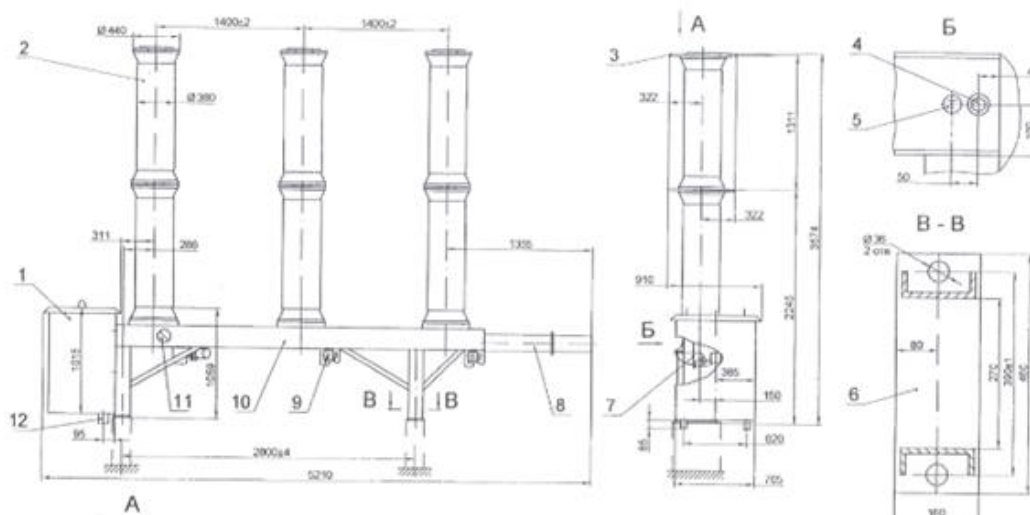


Рисунок 15 – Общий вид выключателя ВГТ-110

«Рама имеет четыре отверстия диаметром 36 мм для крепления к фундаментным стойкам и снабжена специальным болтом для присоединения заземляющей шины.» [13]

Устройство, отключающее выключатель типа ВГТ изображено на рисунке 16.

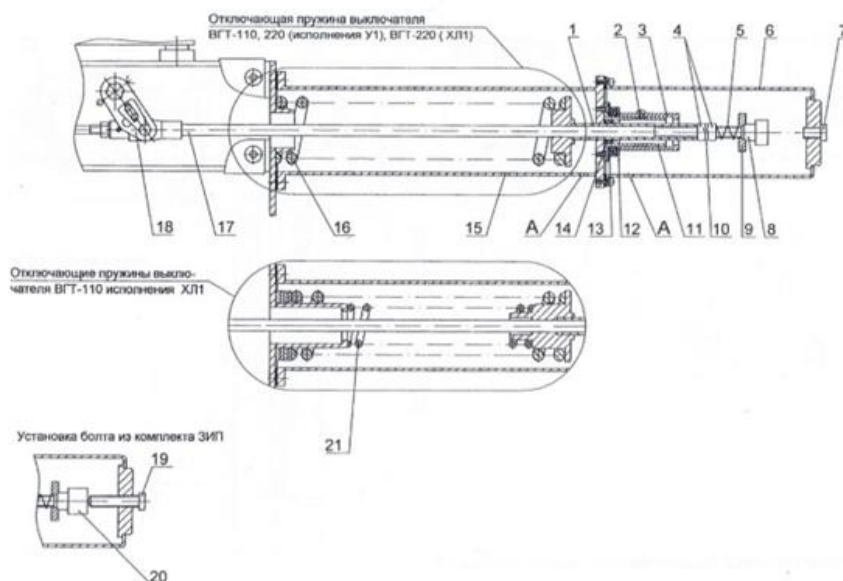


Рисунок 16 – Устройство, отключающее выключатель типа ВГТ

«Отключающее устройство рисунок 16 установлено на противоположном от привода торце рамы и состоит из отключающей пружины 16, 21 сжимаемой при включении выключателя тягой 17, соединенной с наружным рычагом 18 крайней колонны. Пружина расположена в цилиндрическом корпусе 15, на наружном фланце которого находится буферное устройство, предназначенное для гашения кинетической энергии подвижных частей и служащее упором (ограничителем хода) при динамическом включении выключателя.» [13] «Буферное устройство состоит из пакета тарельчатых пружин 12, установленных на неподвижном стакане 11. В стакан 11 встроена направляющая втулка 14 тяги 17. На трубчатую часть стакана 11 установлен упорный стакан 3, на который воздействует в конце хода на включение закрепленная на резьбовом конце тяги 17 упорная пластина 9.

Натяг пружины 16 регулируется гайками 4, положение упорной пластины (момент встречи с упорным стаканом) регулируется гайкой 8.» [25]

«Полнос выключателя ВГТ-110П* рисунок 17 представляет собой колонку, заполненную элегазом и состоящую из опорного изолятора 2, дугогасительного устройства 5 с токовыми выводами 4, механизма управления 1 с изоляционной тягой 3.

Полнос выключателя на 220кВ состоит из двух колонн, дугогасительные устройства которых установлены на опорных изоляторах и соединены последовательно двумя шинами. Для равномерного распределения напряжения по дугогасительным устройствам параллельно к ним подключены шунтирующие конденсаторы. Полнос снабжен» [5] «токовыми выводами.

Дугогасительное устройство (рисунок 18 и 19) содержит размыкаемые главные 3, 15 и снабженные металлокерамическими напайками дугогасительные 2, 16 контакты; поршневое устройство для создания давления в его внутренней полости, ограниченной перегородкой 9, поршнем 10, гильзой 12, трубой 11 подвижного кон-такта и фторопластовыми соплами»

[7] 13, 14, в которых потоки элегаза приобретают направление, необходимое для эффективного гашения дуги.

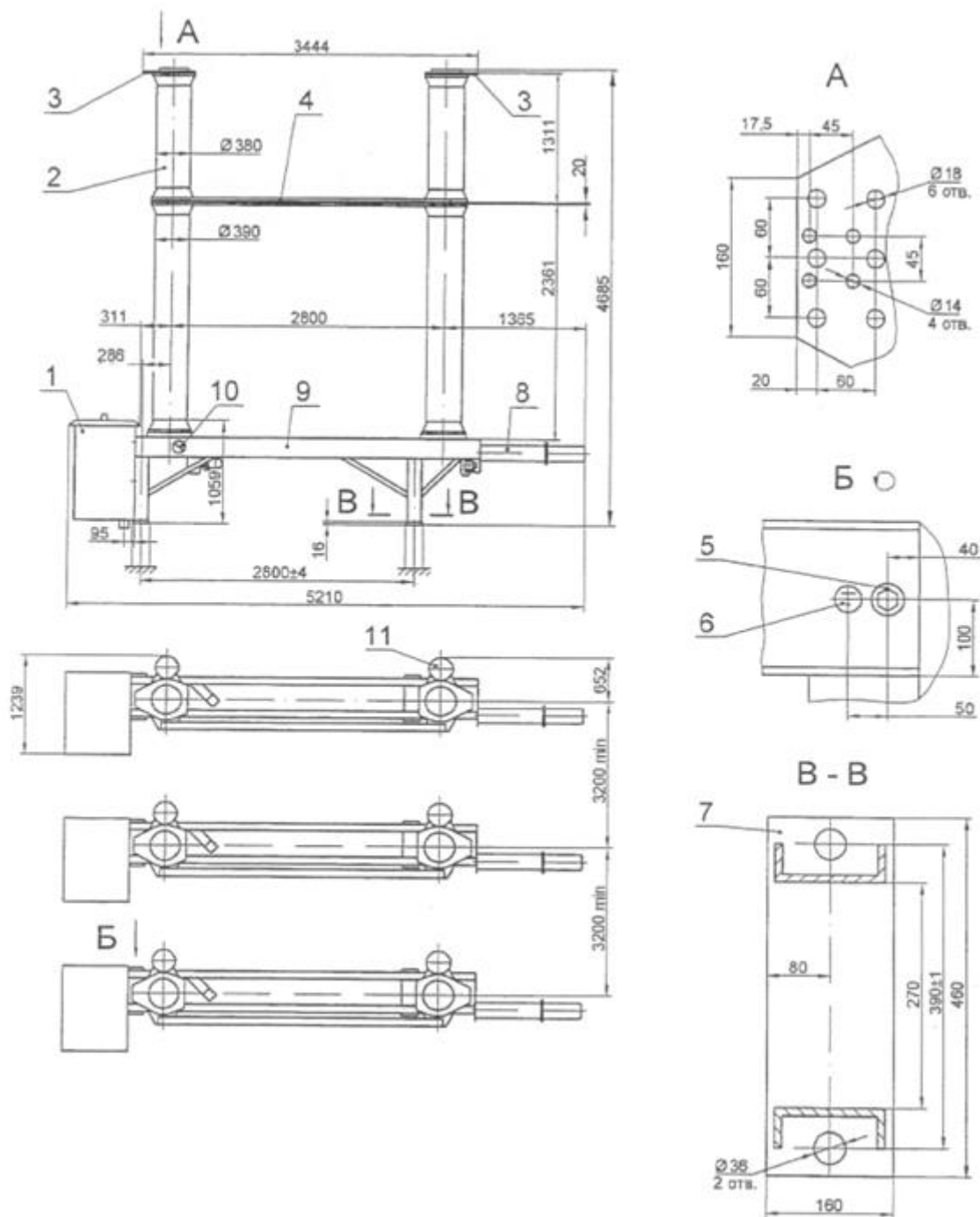


Рисунок 17 – Общий вид полюсов выключателя

«Надпоршневая полость высокого давления А и подпоршневая полость Б снабжены системой клапанов 4,6,7, позволяющих эффективное дутье в зоне горения дуги во всех коммутационных режимах.» [7]

Дугогасительное устройство изображено на рисунке 18 и 19.

2БП.029.001 РЭ

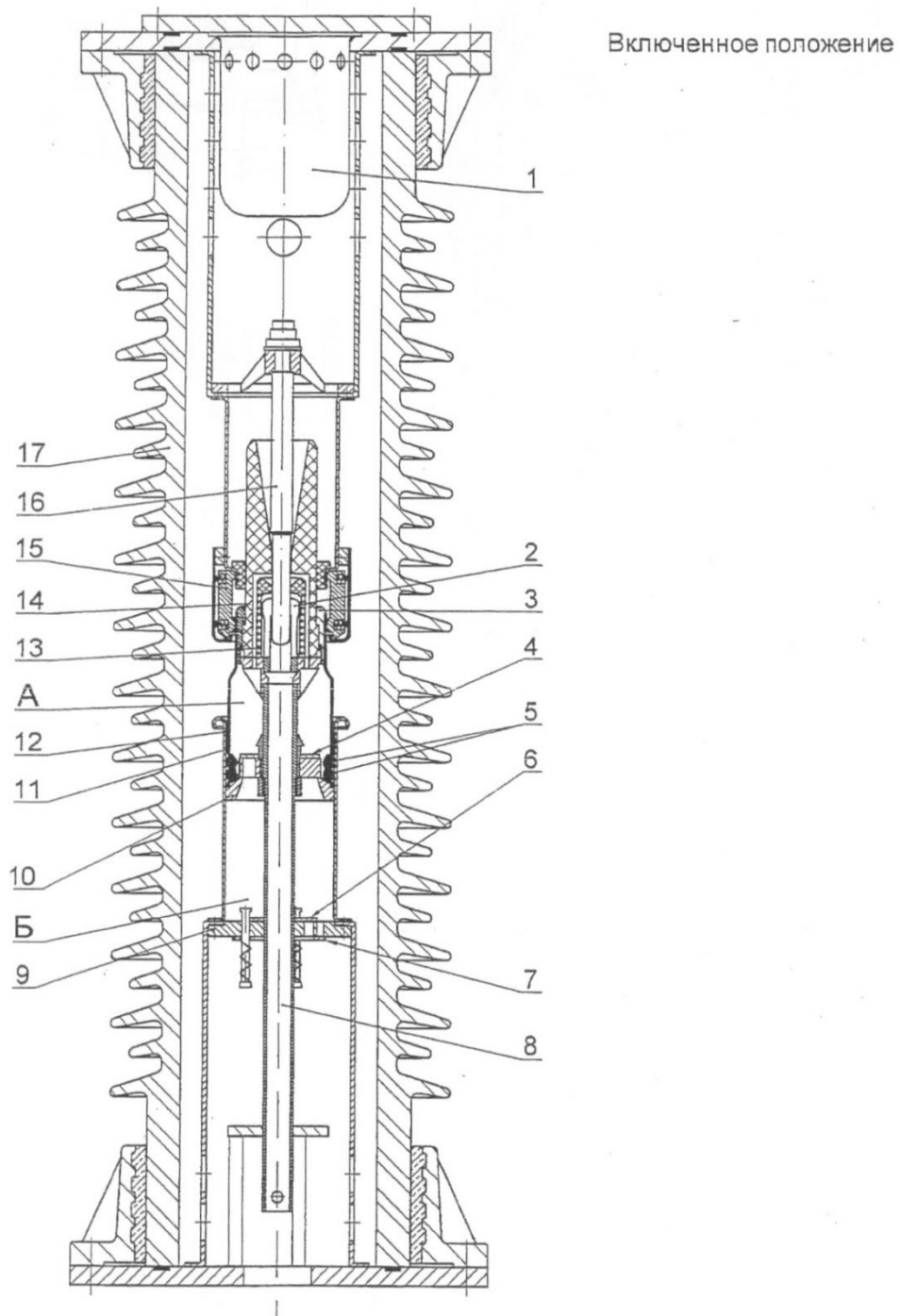


Рисунок 18 – Дугогасительное устройство

«В верхней части дугогасительного устройства расположен контейнер 1, наполненный активированным адсорбентом, поглощающим из газовой полости влагу и продукты разложения элегаза.» [7]

«Во включенном положении главные и дугогасительные контакты замкнуты. При отключении сначала размыкаются практически без дугового эффекта главные контакты при замкнутых дугогасительных, а затем размыкаются дугогасительные. Скользящий контакт между гильзой 12 поршневого устройства и трубой 11 подвижного контакта осуществляется уложенными в ее углубления контактными элементами 5, имеющими форму замкнутых проволочных спиралей.» [7]

«При отключении больших токов к.з. и возникновении высокого давления внутри поршневой полости А за счет теплового расширения элегаза клапан 4 закрывается, отделяя надпоршневую полость А от подпоршневой Б, при этом гашение осуществляется за счет накопленного высокого давления, которое не препятствует движению подвижных частей в отключенное положение. При высокой компрессии в подпоршневой полости Б открывается разгрузочный клапан 7, исключая торможение и существенное снижение скорости подвижных частей. Клапан 6, закрытый в процессе отключения при высоком давлении в подпоршневой полости, открывается при включении, впуская свежую порцию холодного газа, используемую для последующей операции отключения.

При отключении малых токов газ из подпоршневой полости Б через открытый клапан 4 и надпоршневую полость А подается в межконтактный промежуток и осуществляет гашение дуги.» [7]

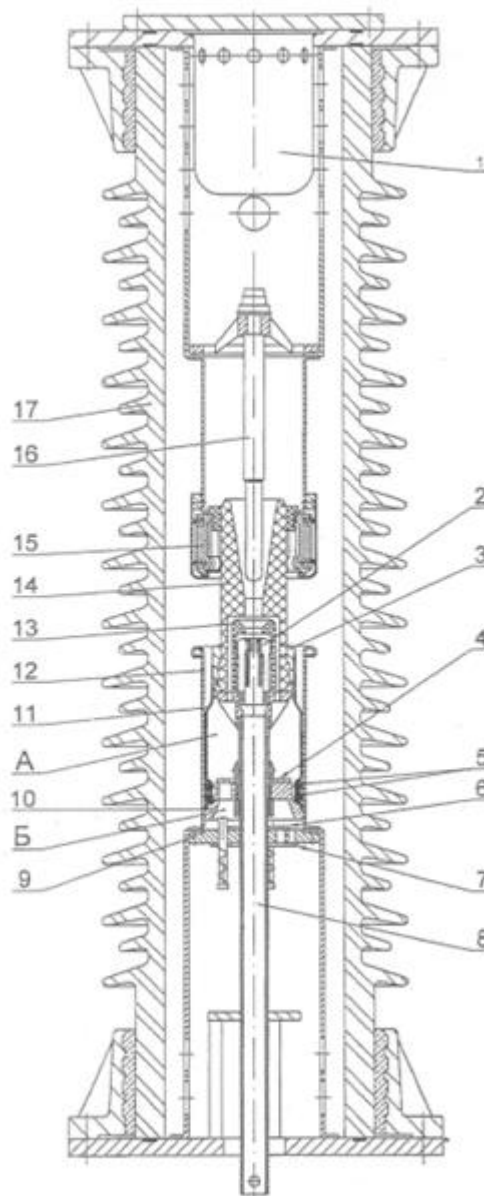


Рисунок 19 – Дугогасительное устройство

«Механизм управления колонны размещен в корпусе и опорном изоляторе и состоит из шлицевого вала с наружным рычагом и внутренним рычагом.» [7] «В корпус механизма встроен клапан автономной герметизации через который с помощью трубки подсоединяется сигнализатор давления 6, установленный на раме 7 выключателя.

Электроконтактный сигнализатор давления показывающего типа ФГ-1007 снабжен устройством температурной компенсации, приводящим показания давления к температуре 20°C, и двумя парами нормально замкнутых

контактов. Первая пара контактов размыкается при снижении давления до 0,44 (0,34) МПа, подавая сигнал о необходимости пополнения полюса, вторая пара размыкается при давлении 0,42 (0,32) МПа для блокировки подачи команды на электромагниты управления.» [24]

«Сигнализатор закрывается специальным кожухом, предохраняющим его от прямого попадания осадков и солнечных лучей.» [9]

2.5 Устройство и работа сигнализатора давления типа ФГ-1007

«Принцип действия прибора основан на уравнивании контролируемого давления силами упругой деформации чувствительного элемента (манометрической пружины).» [8]

«Манометрическая пружина одним концом» [26] жестко «крепится к держателю, а другой конец имеет возможность свободно перемещаться под воздействием контролируемого давления. Перемещение свободного конца» [14] манометрической пружины через «трубно-секторный механизм передается на стрелку. Стрелка своим поводком перемещает рычаги с контактами,» [14] «которые размыкают или замыкают контакты рычагов, соединенных через поводки» [14] с указателями.

При необходимости подгорректоровки «давлений сигнализации указатели» [15] могут быть переведены в необходимое положение на требуемой отметке шкалы.

В «связи с тем, что прибор служит для выдачи электрического сигнала при снижении плотности элегаза в выключателе, изменения давления элегаза в выключателе при изменении температуры окружающего воздуха не должно оказывать влияния на работу прибора. Для этого прибор снабжен биметаллическим компенсатором.» [16]

В нормальном режиме работы элегазового выключателя давления элегаза в колонке выключателя должно быть 4 ати (0,4 МПа) «(обе пары электрических контактов прибора» [5] – замкнуты). «При снижении давления

элегаза (вследствие утечки) до уровня предварительной сигнализации контакты предварительной сигнализации размыкаются» [8] и на п.11 ГЩУ появляется табло "Снижение давления элегаза $< 0,34$ МПа (3,4; ати) и загорается марка оперативного наименования выключателя, на котором появилась утечка элегаза. «При дальнейшем снижении давления» [8] на сигнализаторе «давления размыкаются контакты минимального контролируемого давления.» [8] На п.11 ГЩУ появляется табло "Блокировка схемы управления при снижении давления элегаза $< 0,32$ МПа (3,2 ати)" – снимается знак со схемы управления выключателем.

2.6 Порядок подготовки к работе, включения, отключения и обслуживания элегазовых выключателей ВГТ-110/220 кВ

Подготовку элегазового выключателя к работе, «эксплуатацию, обслуживание и ремонт должен производить электротехнический персонал электрического цеха, ознакомившийся с мерами безопасности при эксплуатации элегазовых выключателей. Персонал, обслуживающий выключатели,» [10] должен знать, хорошо знать, устройство, принцип действия выключателя и правила технической безопасности при его эксплуатации.

При включении выключателя в работу и при дальнейшей его эксплуатации (плановых и внеплановых обходах выключателей) оперативный персонал и мастер главной схемы должен следить за показаниями сигнализаторов давления. Периодичность контроля за давлением элегаза для оперативного персонала – согласно графику обходов ОРУ, для мастера главной схемы – 1 раз в месяц.

Помимо того, для надежной работы выключателя в межремонтный период необходимо проводить техническое обслуживание выключателя, которое включает в себя перечень операций, приведенных в таблице 7.

Таблица 7 – Контроль и периодичность осмотров

Наименование операций	Рекомендуемая периодичность проведения				
	ежемесячно	5 лет	10 лет	20 лет	25 лет
Контроль давления элегаза	+	+	+	+	
Снятие показаний счетчика механических операций			+	+	
Контроль загрязненности и отсутствия повреждений фарфоровых изоляторов.		+	+	+	
Контроль уплотнений короба горизонтальной передачи		+	+	+	
Контроль и подтяжка резьбовых соединений		+	+	+	
Осмотр и смазка шарнирных соединений горизонтальной передачи, а также узлов трения отключающего устройства.			+	+	
Контроль влажности элегаза во всех колоннах выключателя.		+	+	+	
Измерение электрического сопротивления главной цепи токопровода.		+	+	+	
Оценка эрозионного износа дугогасительных контактов методом определения момента их замыкания.			+	+	
Измерение собственных времен включения и отключения выключателя			+	+	
Проверка давления предупредительной сигнализации и блокировки сигнализаторов		+	+	+	

Продолжение таблицы 7

Наименование операций	Рекомендуемая периодичность проведения				
	ежемесячно	5 лет	10 лет	20 лет	25 лет
Проведение среднего ремонта с разборкой колонн выключателей, с заменой резиновых уплотнений и изношенных узлов и деталей.				(+)	+

Снятие показаний сигнализаторов давления следует проводить, когда температура наружного воздуха в течение нескольких часов стабильна и на корпус сигнализатора не попадают прямые солнечные лучи. Это связано с тем, что показания прибора могут быть не точны при резком понижении температуры окружающего воздуха, от попадания на корпус сигнализатора давления солнечных лучей и других атмосферных явлений.

«При эксплуатации элегазового выключателя контролируемым параметром элегаза также является температура конденсации влаги (точка росы). Она должна быть не выше – 45°С при атмосферном» [6] давлении.

При эксплуатации элегазового выключателя мастер участка главной схемы должен вести журнал, в «который необходимо заносить выполнение коммутационных режимов, а также результаты периодических осмотров:

- избыточное давление элегаза (по сигнализатору давления) и температуру окружающего воздуха;
- значение тока короткого замыкания или нагрузки;
- вид к.з. (одно-, двух-, трехкратное);
- вид коммутации (отключение, включение на к.з., АПВ);
- характер отказа или неисправности и их причины, принятые меры по профилактике нарушений в работе.» [6]

2.7 Внедрение новых приводов разъединителей и новых колонок изоляторов

Используемые на ОРУ – 110 / 220 кВ изоляторы из фарфора давно выработали свой ресурс. Поэтому для безопасности производства переключений необходима их замена на изоляторы нового образца. Под новым образцом понимается применение изоляторов из полимерных материалов. Они более устойчивы к воздействию погодных условий и выдерживают большие продольные и поперечные нагрузки благодаря изгибности.

Применение электроприводов также способствует улучшению безопасности при производстве переключений оперативным персоналом. При использовании электропривода оперативный персонал не находится под разъединителем, что делает переключения более безопасными. Находясь на расстоянии от разъединителя, персонал защищен от падения изолятора, а значит он защищен от механических повреждений кожного покрова в связи с падением изолятора и, также, от воздействия электрического тока при коротком замыкании на землю при падении изолятора.

Замену устаревших ручных приводов перелагается заменить на электрические типа ПДН-1-У1.

Как и ручные приводы разъединителей, электроприводы имеют блокировки. На разъединителе предусмотрены механические взаимные блокировки, которые предотвращают неправильную работу основного разъединителя и заземляющих переключателей во время работы в ручном режиме и если отключено электричество. Блокировка не позволяет замкнуться основному разъединителю, если замкнут один из заземляющих переключателей. Также невозможно сомкнуть ни один из заземляющих переключателей, если сомкнут основной разъединитель. Регулировка выполнена на заводе, так, что при вводе в эксплуатацию дополнительные установки не требуются.

Управлять разъединителем с электроприводом можно с пульта управления и в ручном режиме с помощью аварийной рукоятки.

При установке ее в свободный конец вала электродвигателя, происходит переключение дополнительного аварийного выключателя ETSW (НО/НЗ), который отключает подачу питания на электродвигатель.

На электродвигателе имеется наклейка с нанесенными указателями направления вращения, посредством которого переключатель переводится в положения "ON" и "OFF". Пример на рисунке 20.

Из-за высокого передаточного числа редуктора, даже небольшое управляющее воздействие с помощью аварийной рукоятки вызывает высокий вращающий момент на валу разъединителя.



Рисунок 20 – пример нанесенных надписей на приводе

Оперирование в ручном режиме против механической остановки может привести к повреждению редуктора и изолирующих тяг.

Шкафы с электроприводами будут устанавливаться на колоннах разъединителей. В них будут находиться сам электродвигатель, рукоятки для перевода в ручной режим, клеммные коробки. Общий вид будет как указано на рисунке 21.

Причем электропривод устанавливается не только на сам разъединитель, но и на привод заземляющих ножей. Для каждого привода предусматривается свой отдельный шкаф, для того чтобы не перепутать привода управления. Также каждый шкаф имеет подписи для того, чтобы не перепутать их.

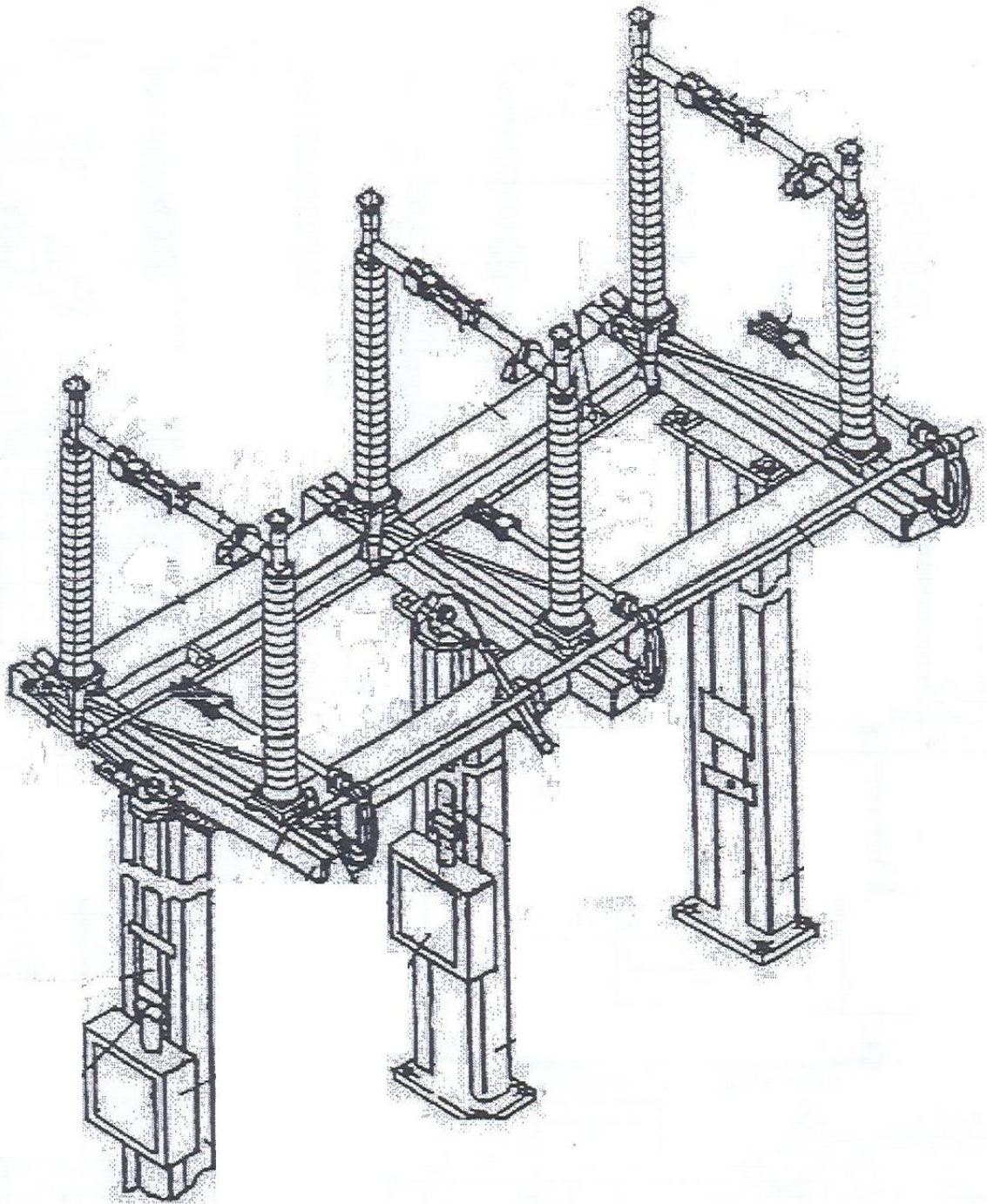


Рисунок 21 – Общий вид разъединителя с электроприводом

В таблице 8 представлены технические характеристики разъединителей внедряемых разъединителей.

Таблица 8 – Технические характеристики разъединителей

Наименование параметра	Значение			
	РПД-110-1600		РПД-220-1600	
Номинальное напряжение, кВ	110		220	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126		252	
Номинальный ток, А	1250	1600	1250	1600
Ток термической стойкости (I _т), кА	25	40	25	40
Наибольший пик сквозного тока (ток электродинамической стойкости) (I _д), кА	64	102	64	102
Время протекания термической стойкости (для разъединителя/заземлителя), с.	3/3	3/1	3/3	3/1
Время выполнения операций моторным приводом главными контактами, не более, с				
- включение	12			
- отключение	12			
Механический ресурс для главных цепей и цепей заземлителя, циклов В-О.	10000			
Допустимая механическая нагрузка на выводы, Н	1000		1200	
Срок службы, годы, не менее	40			

Выводы по разделу

Применение «элегазовых выключателей 110 / 220 кВ» [2] взамен воздушных выключателей, выработавших свой ресурс, значительно повысит надежность работы оборудования ОРУ. Номинальный ток отключения элегазовых выключателей 40 кА, что значительно превышает «уровень токов короткого замыкания на» [2] ОРУ ТЭЦ ВАЗа.

Выполнение проекта с заменой на элегазовые выключатели позволит обеспечить взрывобезопасность выключателей, снизить расходы на ремонт, исключить из схемы работы выключателей систему воздухоподготовки, повысить отключающую способность выключателей 110 и 220 кВ.

Также замена воздушных выключателей на элегазовые резко снизят затраты на ремонт, т.к капитальный ремонт элегазового выключателя выполняется 1 раз в 20 лет и текущий – 1 раз в 5 лет, тогда как капитальный ремонт воздушного выключателя выполняется 1 раз в 6 лет и текущий – ежегодно.

Такие изменения затронут и вопросы охраны труда, и безопасности. Использование нового оборудования с новой системой позволит улучшить условия сотрудников в процессе выполнения ими постоянно разрешённых операций. Каждая операция снизит риск оказываемый на сотрудника организации, тем самым будут достигнуты идеалы компании, которые направлены на благоустройство рабочих мест. Такой подход наиболее правильный.

3 Внедрение новой автоматики для повышения надежности реконструируемого объекта

3.1 Внедрение новых электронных комплексов для сбора информации о линиях передач и оборудовании, а так же управления процессами

Наиболее актуальной задачей при реконструкции станций и подстанций с целью повышения надежности так же является и сбор данных как с уже новых смонтированных систем, так и со старых, до сих пор находящихся в эксплуатации. Большинство защит, если не все, установленные на данный момент на подстанции, в основном выполняют свои действия как должно – защищают систему от разного рода аварий, но не дают при это объяснения природы этой аварии, что произошла. В связи с эти, сложно установить настоящую суть проблемы.

Специально для решения этих задач были созданы комплексы, которые устанавливаются в энергосистему и помогают не только отслеживать и показывать физику произошедших процессов, но и управлять коммутационным оборудованием и защитами во вторичных цепях.

Назначение этих комплексов состоит в том, чтобы:

- выполнять цифровое осциллографирование аварий;
- телеизмерение (ти) с циклом передачи 1 с;
- телесигнализацию (тс) с циклом измерений 1 с;
- телеуправление с функцией технологической и оперативной блокировкой;
- автоматическое управление по заданному алгоритму;
- передача данных на верхний уровень;

Все эти функции работают параллельно в режиме реального времени. При работе нескольких таких устройств в одной сети, они обмениваются

данными для выполнения заданного алгоритма и синхронного пуска осциллографирования.

3.2 Внедрение фиксирующих приборов

Фиксирующие приборы ФИП-2А(В) «предназначены для определения мест повреждения» [7] при устойчивых и не устойчивых коротких замыканиях на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) напряжением 110 кВ и 220 кВ. Они устанавливаются на линиях протяженностью 20 км и более.

Фиксирующие приборы работают селективно, т.е. только при аварийном отключении линии, отходящей от шин. Запуск фиксирующих приборов осуществляется по факту отключения выключателя.

Методы «определения мест повреждения на ВЛ» [7] с помощью фиксирующих приборов основаны на измерении запоминании (фиксации) токов (ФИП-2А) и напряжений нулевой и обратной последовательности (ФИП-2В) в момент К.З. Время работы фиксирующих приборов не превышает 0,1 сек., что обеспечивает фиксацию измеряемой величины до отключения ВЛ от релейной защиты. Время фиксации на концах линии выполняется одинаково.

Измеряемые величины (ток, напряжение) подводятся к прибору соответственно от трансформаторов тока линии (из нулевого провода) или от разомкнутого треугольника трансформатора напряжения системы шин.

При фиксации токов и напряжений обратной последовательности все три фазы тока или напряжения подводятся к специальным фильтрам обратной последовательности, которые преобразуют их в однофазные напряжения, подаваемые затем на фиксирующий прибор.

Фиксирующие приборы, включенные на ток (напряжение) нулевой последовательности, могут быть использованы для определения места замыкания только при К.З. на землю.

Фиксирующие приборы на ток (напряжение) обратной последовательности пригодны для определения мест повреждения при любых не симметричных повреждениях, в том числе при однофазных и двухфазных замыканиях на землю, двухфазных замыканиях без земли.

3.3 Внедрение защит, автоматики, схемы управления и сигнализации ВЛ, выполненных на базе микропроцессорного терминала «Сириус-УВ»

«Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-УВ» (в дальнейшем – устройство), предназначено для выполнения функций защит, управления, автоматики и сигнализации высоковольтного выключателя 110кВ с трехфазным управлением.

Устройство «Сириус-УВ» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики. Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Устройство» [32] «предназначено для эксплуатации в следующих условиях:

- температура окружающего воздуха – от -20 до $+55^{\circ}\text{C}$;» [9]
- относительная влажность при 25°C – до 98%;
- атмосферное давление – от 550 до 800 мм рт. ст.;
- «окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных паров и газов, разрушающих изоляцию и металлы;

- место установки должно быть защищено от попадания брызг, воды, масел, эмульсий, а также от прямого воздействия солнечной радиации;» [9]
- «синусоидальная вибрация вдоль вертикальной оси частотой от 10 до 100 Гц с ускорением не более 1 g;
- многократные удары частотой от 40 до 80 ударов в минуту с ускорением не более 3 g, длительность ударного ускорения – от 15 до 20 мс.

Устройство может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство,» [5] так и совместно с другими «устройствами РЗА (например, основной защитой силового трансформатора, защитой шин и» [31] «т.д.).

Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, задание направленности ступеней защит и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также контроль исправности его цепей управления;
- контроль и индикация неисправности цепей напряжения;
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;

- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;» [11]
- «высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях.

Устройство» [11] «Сириус-УВ» устанавливаемое на ВЛ выполняет функции автоматики, схемы «управления и сигнализации:

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам. Защита «от прыгания» выключателя;
- контроль целостности катушек отключения и включения (в том числе, с двумя катушками отключения);
- контроль состояния выключателя по ряду входных дискретных сигналов;
- однократное АПВ от цепей несоответствия;
- запрет АПВ после включения выключателя от ключа управления на время 30 секунд.
- контроль прохождения команд отключения и включения на «затягивание» или неисполнение команды.» [11]

Дополнительные сервисные функции комплекса:

- режим ручного/дистанционного управления выключателем (в ручном – от кнопок на передней панели устройства, с полным запретом всех команд от дистанционного управления);
- контроль числа коммутаций выключателя с регистрацией токов отключения;
- программно настраиваемый светодиод на передней панели «Сигнал-1» настроен на срабатывание от органа направления мощности;
- регистратор событий;
- встроенные часы и календарь;

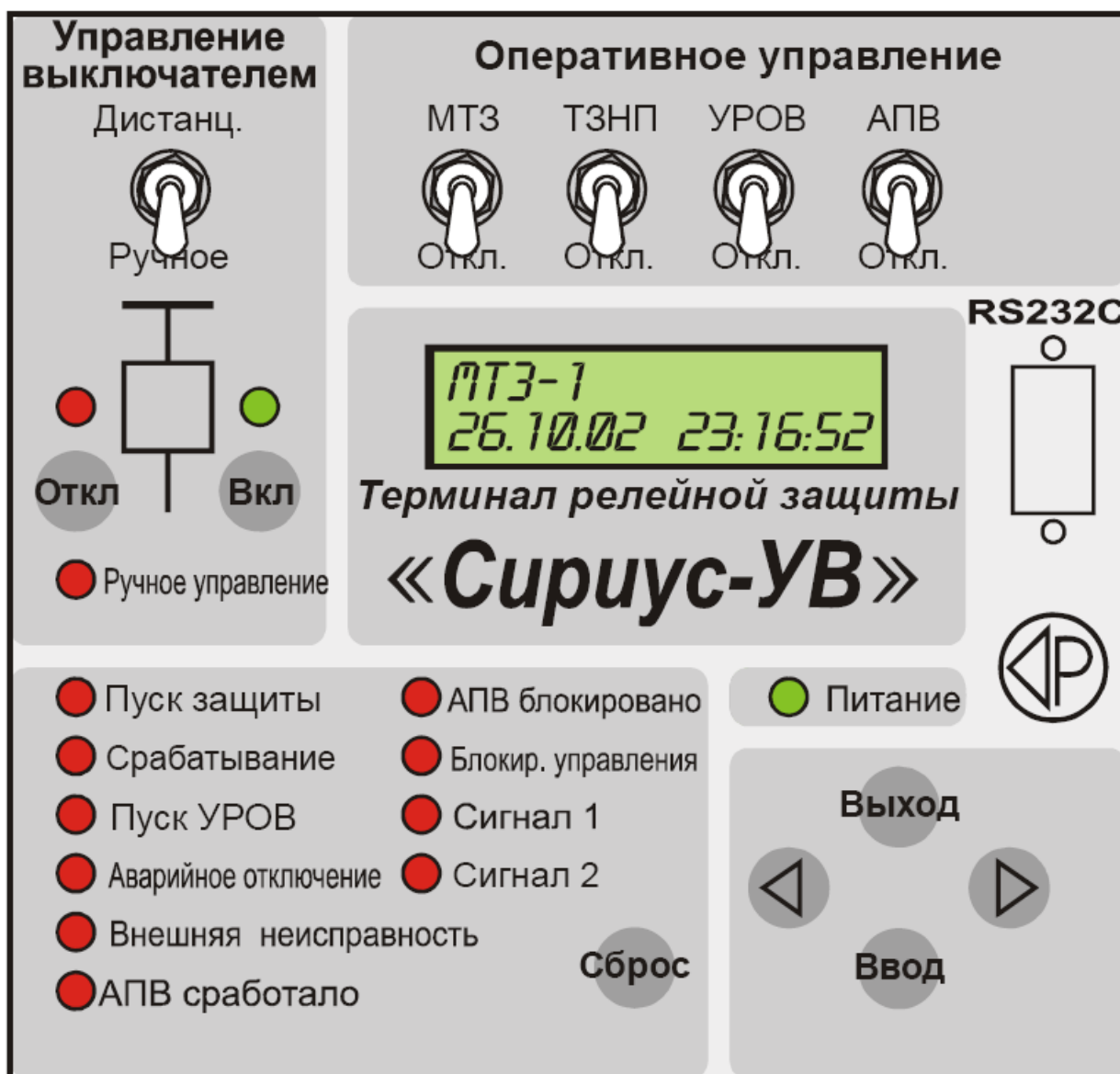


Рисунок 22 – Внешний вид блока Сириус -УВ

3.4 Внедрение защит, автоматики, сигнализации на ВЛ-110 кВ выполненное на базе серийно выпускаемых НПП ЭКРА

Защита, автоматика, сигнализация ВЛ-110 кВ, будет также выполнена на базе серийно выпускаемых НПП ЭКРА микропроцессорных шкафов типа ШЭ 2607 011021(200).

В каждом из шкафов будет располагаться по два микропроцессорных терминала с комплектами защит и автоматики, которые работают независимо друг от друга.

«Шкафы типов ШЭ2607 011021 предназначены для» [18] защиты линии и «управления выключателем 110 кВ.

Шкафы состоят из двух комплектов с возможностью независимого обслуживания.

Первый комплект (в дальнейшем» [18] «"комплект А1") реализует функции АУВ, УРОВ, АПВ и содержит пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных замыканий, ступень ДЗ от земляных замыканий, шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП), токовую отсечку (ТО), две ступени максимальной токовой защиты (МТЗ), АРПТ.

Второй комплект» [18] (в дальнейшем «"комплект А2") реализует функцию УРОВ и содержит пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных замыканий, ступень ДЗ от земляных замыканий, шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП), токовую отсечку (ТО), две ступени максимальной токовой защиты (МТЗ), АРПТ.» [18]

«Аппаратно указанные выше функции комплекта А1 реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 011, а комплекта А2» [18] «на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 021.

Автоматика управления выключателем содержит следующие устройства (узлы) и защиты:

- устройство АПВ;
- защиту от неполнофазного режима (ЗНФР);
- узел включения выключателя;
- узел отключения выключателя;
- узел фиксации положения выключателя;
- узел фиксации несоответствия;
- защиту электромагнитов (ЭМ) управления от длительного протекания тока;» [18]
- узел контроля исправности цепей ЭМ управления.

«Предусмотрена возможность запрета действия АПВ:

- от ДЗШ - запрет АПВ1 и АПВ2;
- от ключа управления (КСТ) по команде "Отключить" – запрет АПВ1 и АПВ2;
- от оперативного переключателя - запрет АПВ1 и АПВ2;
- от УРОВ других защит;
- при длительном отключенном положении выключателя;» [20]
- при аварийном снижении давления элегаза в ТТ.

«ДЗ (Дистанционная защита) содержит пусковые и измерительные органы:

- направленные ИО (Измерительные органы) сопротивления первой, второй, третьей, дополнительных четвертой и пятой ступеней от междуфазных замыканий;» [17]
- направленные ИО сопротивления от замыканий на землю;
- два варианта схемы блокировки при качаниях;
- «блокировку при неисправностях в цепях переменного напряжения.

Блокировка при неисправностях в цепях напряжения: БНН» [21]
«реагирует на обрыв одной, двух и трёх фаз напряжений цепи "звезды" или цепи "разомкнутого треугольника". БНН срабатывает при снижении любого из фазных напряжений на величину 10 В при всех остальных поданных номинальных величинах напряжений цепи "звезды" и цепи "разомкнутого треугольника".» [17]

3.5 Повышение надежности работы защит ДЗШ, УРОВ и АПВ при внедрении элегазовых выключателей

Полная дифференциальная защита шин 110кВ и 220кВ выполнена по схеме с циркулирующими токами, основана на сравнении величин и фаз токов источников питания и потребителей. [4]

ДЗШ – 110кВ выполнена с фиксированным подключением присоединений по секциям ОРУ – 110кВ.

ДЗШ – 220кВ выполнена с гибкой фиксацией присоединений по системам шин ОРУ – 220кВ.

Дифференциальное реле защиты включается на сумму вторичных токов трансформаторов тока всех присоединений.

В нормальном режиме и при внешних к.з. ток в исполнительном органе дифференциального реле отсутствует.

При к.з. на шинах этот ток равен сумме токов, притекающих к месту повреждения. Это достигается правильным подключением Т.Т. к реле.

Для правильной ликвидации повреждений защита шин обеспечивает селективное отключение к.з. на каждой секции (системе шин), отключая присоединения, включенные на повредившиеся шины, по которым возможна подпитка короткого замыкания. Такая селективность достигнута применением самостоятельных защит, охватывающих каждую секцию (С.Ш.) с определенной фиксацией присоединений к ним.

С целью обеспечения селективности при внешних к.з. при нарушении фиксации применена схема с тремя комплектами защит для двух секций (С.Ш.)

Первый комплект реле (избирательный орган) предназначается для защиты первой секции (С.Ш.). Он включается на Т.Т. всех присоединений, закрепленных за данной секцией (С.Ш.).

Второй комплект (избирательный орган) реле служит для защиты второй секции (С.Ш.) и питается от Т.Т. присоединений этой секции (С.Ш.).

Третий комплект реле (пусковой орган) включается на сумму токов, протекающих через реле комплектов 1 и 2, таким образом оказывается дифференциально подключенным к Т.Т. всех присоединений и при внешнем к.з. он не работает независимо от того, соблюдена фиксация присоединений по секциям или нет.

При к.з. какой-либо из секций (С.Ш.) срабатывают пусковой комплект и избирательный комплект той секции, на которой произошло к.з., при этом отключаются присоединения, зафиксированные за данной секцией (С.Ш.).

В схеме предусмотрен чувствительный комплект ДЗШ, который включен также на сумму токов обеих секций (С.Ш.). При работе АПВШ на к.з. чувствительный комплект действует на отключение выключателя, которым осуществлялось АПВШ. [19]

ДЗШ – 110кВ предусматривает жесткую фиксацию присоединений к определенным секциям.

На обходных выключателях 110кВ ОВ-12 и ОВ-34, выключателях блоков ЗГТ, 5ГТ, 7ГТ, 8ГТ предусмотрена возможность их фиксации к любой из смежных секций.

Защита обеспечивает селективное отключение поврежденной секции (С.Ш.), если соблюдена фиксация присоединений по секциям.

Фиксация к ДЗШ – 110кВ секции, на которую собраны блоки ЗГТ, 5ГТ, 7ГТ, 8ГТ и ОВ-12, ОВ-34, производится с помощью испытательных блоков, размещенных в агрегатных шкафах этих присоединений.

ДЗШ – 220кВ предусматривает переменную фиксацию присоединениям к системам шин.

Фиксация присоединений к ДЗШ – 220кВ той секции, на которую собрана его первичная схема, производится путем подключения токовых цепей с помощью испытательных блоков на панели автоматики присоединения ЩЗ № 1 и ЩЗ №2 ОРУ.

Таким образом при работе ДЗШ будут отключаться схемобразующие выключатели и все выключатели которые могут подпитывать точку КЗ. Использование элегазовых выключателей повышает надежность дифференциальной защиты. Таким образом, при срабатывании защиты, у нас не возникнет проблем с отключением коммутационных устройств (выключателей), так как элегазовые выключатели более надежны в работе чем заменяемые воздушные. Нет дополнительной угрозы появления дефекта в

воздушной системе, тем самым надежность эксплуатации защиты ДЗШ возрастает.

Также повышается надежность работы АПВ шин секций 110кВ / 220 кВ. В зависимости от схемы станции могут использоваться АПВ секционных выключателей, выключателей 110кВ блоков 5ГТ и 6ГТ, а также шиносоединительных выключателей. Для АПВШ-220кВ могут быть использованы линии связи с системой.

Нормально для АПВ шин используются:

- АПВ шин первой секции 110кВ от В – 110 – 5ГТ;
- АПВ шин второй секции 110кВ от СВ – 24;
- АПВ шин третьей секции 110кВ от СВ – 13;
- АПВ шин четвертой секции 110кВ от В –110 – 6ГТ;
- АПВ шин первой С.Ш. 220кВ от В-220кВ ТЭЦ– ВАЗа Левобережная-I;
- АПВ шин второй С.Ш. 220кВ от В-220кВ ТЭЦ– ВАЗа Левобережная-II.

Таким образом система АПВШ теперь становится не привязанной к воздушной системе управления выключателями, а значит тем самым повышается ее надежность.

УРОВ предназначено для отключения всех присоединений той секции (С.Ш.), куда подключено присоединение, на котором произошел отказ в отключении после действия его защит, и сохранения в работе присоединений секций (С.Ш.), не связанных с поврежденным выключателем.

При действии дифференциальной защиты шин и отказе в отключении выключателя блока генератор-трансформатор УРОВ предусматривает отключение выключателей блока генератор-трансформатор, связанных с шинами других напряжений (АГП,10кВ,110кВ и 220кВ), ликвидируя подпитку повреждения на шинах через трансформатор.

При действии дифференциальной защиты шин и отказе в отключении выключателя линии, оборудованной ДЗЛ-1 или ДФЗ-2, УРОВ

предусматривает быстрое отключение ЛЭП с противоположной стороны (путем разрыва линии связи между комплектами ДЗЛ-1 или останова высокочастотного передатчика ДФЗ-2 (с возможным последующим действием АПВ со стороны потребителей).

При действии дифференциальной защиты шин и отказе в отключении ШСВ или СВ УРОВ действует на отключение всех присоединений смежных секций (С.Ш.).

Запуск УРОВ осуществляется по цепи контроля не отключившегося присоединения, состоящей из последовательно соединенных контактов реле проверки тока через присоединение и выходного реле защиты присоединения или дифференциальной защиты шин. [19]

При использовании элегазовых выключателей сокращается вероятность срабатывания УРОВ, особенно во 2/3 срока эксплуатации выключателей. Такая зависимость срок связана с тем, что в первой части срока эксплуатации возможна еще отстройка чувствительных органов. А по истечению 2/3 срока эксплуатации возможны более частые срабатывания защиты УРОВ из-за выработки оборудования.

3.6 Внедрение особого режима частотной делительной автоматики ТЭЦ ВАЗа

Снижение частоты сети на 1 – 2 Гц и более представляет серьезную опасность и может привести к нарушению работы энергосистемы (в том числе ТЭЦ ВАЗа). При снижении частоты падает производительность механизмов собственных нужд электростанций (в особенности питательных насосов), что в итоге может привести к лавинообразному снижению частоты. При этом происходит понижение напряжения на шинах и возникает опасность возникновения «лавины напряжения». Лавинообразное снижение частоты, усугубленное лавинообразным снижением напряжения, приводит к делению энергосистемы на отдельно работающие части, и остановке отдельных

электрических станций. Для предотвращения снижения частоты, при возникновении дефицита активной мощности, путем отключения части нагрузки и сохранения в работе электростанций и их собственных нужд предназначена автоматическая частотная разгрузка (АЧР).

АЧР должна ликвидировать любую из большего числа аварий независимо от дефицита активной мощности. Объем отключаемой нагрузки должен всегда соответствовать возникшему дефициту мощности. Устройства АЧР делятся на три основные категории:

АЧР-I - быстродействующая разгрузка, с назначением не допустить глубокого снижения частоты в первое время развития аварии. Предотвращает лавинообразное снижение частоты, вызванное уменьшением производительности механизмов собственных нужд электростанции приводящее к ее останову. [28]

«АЧР-II - предназначена для восстановления частоты до нормального значения,» [12] при «зависании» частоты. «Большие выдержки времени АЧР-2 принимаются для того, чтобы за это время были мобилизованы резервы активной мощности, загружены работающие агрегаты и пущены, и загружены резервные» [12] агрегаты.

АЧР-III (специальная очередь - ЧДА) - предназначена «для местной разгрузки при возникновении большого дефицита активной мощности в районе энергосистемы» [13] или отдельной станции.

«Частотная делительная автоматика (ЧДА) - противоаварийная автоматика предназначена для сохранения в работе собственных нужд и потребителей, предотвращения полного останова» [12] ТЭЦ ВАЗа при недопустимом снижении частоты в энергосистеме. [30]

Предусматривается возможность отключения от ЧДА (в зависимости от режима) следующих выключателей в главной схеме: СВ-13, СВ-24, ШСВ-12, В-110-5ГТ, В-110-6ГТ, ШСВ-34, ОВ-12, ОВ-34, В-220-5ГТ, В-220-6ГТ, В-110-8ГТ, В-220-8ГТ, ОШСВ-220, В-220- 9ГТ, В-220-10ГТ, В-220-11ГТ.

Предусматривается возможность (в зависимости от режима) ввода запрета АВР на СМВ-12ТРА и СМВ-12ТРБ от ЧДА.

Все накладки ввода на отключение, включение и ввода запрета АВР от ЧДА на вышеуказанные выключатели находятся на панели ГЩУ. [22]

Частотная делительная автоматика срабатывает на отключение выключателей, на которых накладки ЧДА введены на отключение, согласно уставки срабатывания устройств ЧДА по частоте и времени:

- 1ст. – 46,00 Гц с временем 0,5 сек.
- 2ст. – 47,00 Гц с временем 30 сек.

Первый вариант действия ЧДА, который уже функционирует на станции предназначен для выделения секций 110 кВ вместе с генераторами и всеми присоединениями, за счет отключения выключателей автотрансформаторов, которые включены по стороне 110 кВ и стороне 220 кВ одновременно. При выводе в ремонт 1сек. 110кВ ЧДА выделяются 2сек., 3сек., 4сек. При выводе в ремонт 2сек. 110кВ ЧДА выделяются 1сек., 3сек., 4сек. При выводе в ремонт 3сек. 110кВ ЧДА выделяются 1сек., 2сек., 4сек. При выводе в ремонт 4сек. 110кВ ЧДА выделяются 1сек., 2сек., 3сек. [27]

Второй режим ЧДА направлен на выделение 1 и 2 секции 110 кВ за счет отключения выключателей СВ-13 и СВ-24, а также выключателей автотрансформаторов зафиксированных на эти секции.

Третий режим ЧДА предназначен для выделения 3 и 4 секции 110 кВ за счет отключения выключателей СВ-13 и СВ-24, а также выключателей автотрансформаторов зафиксированных на эти секции.

Но так как в летний период времени на ТЭЦ ВАЗа поддерживается режим работы с минимальным оборудованием, этих режимов ЧДА становится недостаточно. [12]

В летний период времени на станции, в основном, работает всего 1 генератор, что в свою очередь увеличивает в разы риск «посадки на ноль» станции. Это значит, что собственные нужды станции остаются без

электроснабжения. Тем самым станция полностью выпадает из процесса производства тепло и электроэнергии.

Таким образом для обеспечения надежного электроснабжения собственных нужд подстанции будет внедряться специальный 4 режим ЧДА.

Исходная схема 4 режима: в работе ТГ-10; в резерве: ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3, ТГ-4, ТГ-5, ТГ-6, ТГ-7, ТГ-8, ТГ-9, ТГ-11. К резервным шинопроводам 2ТРА, 2ТРБ предварительно подключаются сек.6,3 кВ: 8РА, 8РБ, 7РА, 7РБ (отпайки от блока 7ГТ), 11РА, 10РБ (отпайки от блока 9ГТ), 14РА, 14РБ (отпайки от блока 11ГТ). Сек.1РО, 9РА, 9РБ (отпайки от блока 8ГТ) запитаны по рабочему вводу от АТ-8ГТ через Т-8Р. [16]

ЧДА вводится на отключение В-220-10ГТ, МВ-2ТРА и МВ-2ТРБ и на включение МВР-13РА, МВР-12РБ.

Действием ЧДА отделяются резервные шинопроводы 2ТРА и 2ТРБ с генератором ТГ-10 и трансформатором СН Т-10Р. Действием ЧДА к резервным шинопроводам 2ТРА и 2ТРБ подключаются секции 6,3 кВ 13РА и 12РБ (отпайки от блока 10ГТ - питающие), 1РО, 9РА, 9РБ (отпайки от блока 8ГТ).

При этом действием ЧДА происходит отключение В-220-10ГТ, МВ-2ТРА, МВ-2ТРБ. Включаются МВР-13РА и МВР-12РБ – питание резервных шинопроводов 2ТРА и 2ТРБ переводится с резервного трансформатора СН 2ТР на трансформатор СН блока 10ГТ – Т-10Р. Отключаются МВ-1РО, МВ-9РА, МВ-9РБ. Включаются от собственных АВР МВР-1РО, МВР-9РА, МВР-9РБ (питание секций 1РО, 9РА, 9РБ переводится с рабочего трансформатора СН Т-8Р на резервные шинопроводы 2ТРА и 2ТРБ, которые запитаны от Т-10Р). Вводится запрет на включение от АВР СМВ-12ТРА и СМВ-12ТРБ.

При срабатывании ЧДА сработает реле фиксации 15РП, которое выводит из работы АВР СМВ-12ТРА и СМВ-12ТРБ.

Выводы по разделу

Модернизация автоматики вместе с аппаратной частью электрической станции обеспечит наибольшую степень защиты и максимально повысит

надежность работы главной схемы станции так и станции в целом. Такая комбинация вносимых изменений повышает устойчивость станции и системы в целом, а также улучшает надежность электроснабжения конечных потребителей и отпуск тепловой энергии.

Также можно заметить, что изменения вносимые в аппаратной части без изменений в системе защит и автоматики являются наименее эффективными. И целесообразность вносимых изменений в одной аппаратной части без изменения и модернизации защит и автоматики становится сомнительной. Поэтому модернизация подстанции происходит в комплексе аппаратная часть плюс автоматика. Тандем внедряемых новых технологий значительно снижает уровень рисков на станции, которые и так преобладают на станции. Такой подход является наиболее правильным.

Заключение

После изучения и проведения анализа информации исходного объекта до проведения модернизации, и учета всех факторов, которые оказывают влияние на надежность, безопасность и нормальную работу предприятия было принято решение модернизировать объект. Дан краткий анализ, что относится к факторам риска, дефектам, опасности в эксплуатации, возникающие в процессе работы и функционирования станции. Дан общий анализ оборудования, которое на данный момент установлено и находится в работе на подстанции.

Выполнено обоснование в необходимости проведения модернизации главной схемы подстанции ТЭЦ ВАЗа с описанием возможных рисков, если не выполнить замену оборудования. Описаны часто возникающие дефекты в процессе эксплуатации.

Также произведен анализ стоимости замены выключателей и порядок их замены. Исходя из стоимости и исходного плана распределения оборудования на ОРУ было принято решение на установку оборудования на прежние места и площадки.

По результатам собранной информации составлен план замены оборудования и выбрано конкретное оборудование, которое будет применяться в процессе модернизации станции. Описаны основные характеристики нового внедряемого оборудования и их особенности. Представлены особенности их обслуживания и эксплуатации, а также срок их функционирования.

Проведен анализ работы автоматики и приняты меры по ее модернизации. Описаны основные изменения вносимые в работы систем защит и автоматики, а так же на каком оборудовании оно будет реализовано. Описаны подробно действия защит на оборудовании и как оно будет действовать.

Произведено описание тех проблем, которые решит модернизация главной схемы как с точки зрения охраны труда так и с точки зрения надежности энергосистемы.

Подводя итог можно отметить, что комплексная модернизация скажется положительно на надежности и безопасности функционирования подстанции в целом. Обеспечит конечных потребителей качественной электро- и теплоэнергией. Повысит устойчивость станции. Решит проблемы связанные с работой станции в летний период, когда в работе находится минимальный состав оборудования. Также произойдет соблюдение внутреннего регламента направленного на повышение надежности и безотказной работы оборудования, а также снижения рисков в процессе работ. Снизятся затраты на обслуживание оборудования и затраты связанные с недоотпуском электроэнергии.

Список используемых источников

1. Афонин В. В., Набатов К. А. Электрические системы и сети. Часть 1 : учебное пособие. Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2013. 80 с.
2. Богомолец В.И., Богомолец Д.А. Вероятность отказа элегазового выключателя на ОРУ-110 кв тепловой электростанции // Студенческий: электрон. научн. журн. 2022. № 4(174). [Электронный ресурс]. URL: <https://sibac.info/journal/student/174/240523> (дата обращения: 21.04.2022).
3. Богомолец В.И., Богомолец Д.А. Компьютерное моделирование влияния влажности воздуха на сопротивление стеклянных и полимерных изоляторов // Студенческий: электрон. научн. журн. 2022. № 11(181). [Электронный ресурс]. URL: <https://sibac.info/journal/student/181/244508> (дата обращения: 21.04.2022).
4. Богомолец В.И., Богомолец Д.А. Модели внезапного отказа воздушного и элегазового выключателя на ОРУ-110 кв тепловой электростанции // Студенческий: электрон. научн. журн. 2022. № 4(174). [Электронный ресурс]. URL: <https://sibac.info/journal/student/174/240530> (дата обращения: 21.04.2022).
5. Воронов А. А., Титов В. К., Новогранов Б. Н. Основы теории автоматического регулирования и управления 2-е издание. - М.: Высшая школа, 2000г. - 519 с.
6. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие – 4-е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2014.
7. Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С., Основы электроснабжения. Учебное пособие. Профессиональное образование. Юрайт – 2016. – 174с.
8. Карапетян И. Г., Файбисович Д. Л., Шапиро И. М. Справочник по проектированию электрических сетей. М. : ЭНАС, 2012. 376 с.
9. Картавцев В.В., Черемисинова Н.А., Электроснабжение. Курсовое проектирование. Учебное пособие для вузов. Лань – 2014. – 142с.

10. Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебник для студ. сред. проф. образования. – 2-е изд, стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2013.
11. Коптев А.А. Устойчивость систем электроснабжения в аварийных и чрезвычайных ситуациях// Учеб. пособие — Минск : ИВЦ Минфина, 2007.
12. Лыкин А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов. М. : Издательство Юрайт, 2017. 362 с.
13. Ляликов Б.А. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий. - Т.: ТПУ, 2008. - 172 с.
14. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергия, 2003.
15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]. URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=98464&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.32820407861967404#0012824982234605153> (дата обращения: 25.02.2022).
16. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций – М.: Изд. центр «Академия», 2004.
17. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Российское акционерное общество энергетики и электрофикации «ЕЭС России». 3-е издание. – 2013. –144с.
18. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции : учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования – 2-е изд., испр. – М.: РадиоСофт, 2014.
19. Соснин О.М. Основы автоматизации технологических процессов и производств. М.: Академия, 2017. 240 с.
20. Степкина Ю. В., Вахнина В. В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: Учеб. пособие. Тольятти: ТГУ, 2006. 49 с.
21. Таранов М.А., Эксплуатация систем электроснабжения. Пособие для студентов высших учебных заведений. ДРОФА – 2013. – 288с.

22. Ушаков, В.Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для бакалавриата и магистратуры – М.: Издательство Юрайт, 2016..
23. Фролов Ю.М., Основы электроснабжения. Учебники для вузов. Лань – 2012. – 480С.
24. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие для студентов высших учебных заведений. – М.: ФОРУМ, 2013.
25. Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И. Методология проектирования цифровой подстанции в формате новых технологий. М.: Издательский дом «Спектр», 2014. 228 с.
26. Шустов М.А. Практическая схемотехника. Источники питания и стабилизаторы: Учебное пособие – М.: Альтекс , 2012.
27. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering. – Newnes, 2012. – 1180 с.
28. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
29. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books). – Newnes, 2014. – 290 с.
30. IDC MarketScape: Worldwide Social Media Management and Marketing Applications 2015 Vendor Assessment. [Электронный ресурс] URL: <http://www.idc.com/> (дата обращения: 23.04.2021).
31. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
32. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593 с.