

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Модернизация ОРУ 110 кВ филиала «Самарский»
ПАО «Т Плюс»

Студент(ка)

И.А. Питомцев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В бакалаврской работе представлен проект модернизации ОРУ-110 кВ Самарского филиала ПАО "Т Плюс" ТЭЦ ВАЗа.

В бакалаврской работе выполнено:

- Обоснование модернизации ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор высоковольтного оборудования на стороне 110 кВ;
- Выбор релейной защиты для ОРУ 110 кВ;
- Выбор автоматики и систем управления.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки на 59 листах, содержащей 16 таблиц, 8 рисунков, графическая часть представлена на шести листах формата А1.

Содержание

Введение.....	3
1 Общая характеристика объекта ТЭЦ ВАЗа.....	6
1.1 Структура ТЭЦ ВАЗа.....	7
1.2 Основное энергетическое оборудование ТЭЦ ВАЗа.....	8
2 Описание технологического процесса ТЭЦ ВАЗа	10
3 Описание существующей схемы электроснабжения ТЭЦ ВАЗа.....	12
3.1 Открытое распределительное устройство 110 кВ ТЭЦ ВАЗа (ОРУ 110 кВ).....	12
3.2 Состояние электрооборудования ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа	13
4 Расчет токов короткого замыкания ОРУ 110 кВ (1,2 сш).....	20
4.1 Расчет начального значения периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точке К1	20
4.2 Расчет начального значения периодической составляющей тока двухфазного короткого замыкания в точке К1	24
4.3 Расчет начального значения периодической составляющей однофазного короткого замыкания в точке К1	24
5 Выбор и проверка оборудования для ОРУ 110 кВ (1, 2 сш).....	30
5.1 Высоковольтный выключатель.....	30
5.2 Разъединитель.....	35
5.3 Трансформатор тока.....	38
5.4 Трансформатор напряжения	43
6 Релейная защита	48
6.1 Требования, предъявляемые к релейной защите	48
6.2 Релейная защита ОРУ 110 кВ (1,2 сш) ТЭЦ ВАЗ	49
Заключение	55
Список использованных источников	56

Введение

Электроэнергетика является основной отраслью промышленности, занимающая производством, преобразованием и распределением электрической энергии, до потребителей.

В настоящее время энергетика России включает в себя более 500 тепловых электростанций (ТЭЦ, КЭС, ГРЭС), свыше 90 гидроэлектростанций, а также 10 АЭС. Ежегодная выработка электрической энергии составляет более одного триллиона кВт/ч. Общая протяженность линий электропередач в энергосистеме РФ составляет 3 млн. километров.

Энергетика РФ в настоящее время переживает сложный период: отсутствует инвестирование нового строительства, срок службы основного электрооборудования близок к критическому. Электрохозяйство предприятия должно обеспечивать такую работу, чтобы в любой момент можно было покрыть максимальную нагрузку и в кратчайшие сроки устранить перерыв в электроснабжении. Для этого необходимо иметь на предприятии прогрессивное оборудование, технико-экономические показатели которого соответствуют последним образцам, выпускаемым промышленностью.

Целью бакалаврской работы является повышение надежности открытого распределительного устройства 110 кВ Самарского филиала ПАО "Т Плюс" ТЭЦ ВАЗа. Основной задачей является анализ технического состояния открытого распределительного устройства 110 кВ ТЭЦ ВАЗа с дальнейшей возможностью его реконструкции без расширения площадей, но с заменой устаревшего и изношенного оборудования. Установка нового, современного оборудования приведёт к уменьшению трудовых и материальных затрат на техническую эксплуатацию оборудования. За счёт увеличения надёжности устанавливаемого оборудования уменьшаются убытки, являющиеся следствием внеплановых остановок, которые влекут за собой нарушение производственного процесса, простой энергетического и технологического оборудования, вызывают необходимость восстановления работоспособности

энергетического оборудования и сетей. За счёт внедрения нового оборудования, отвечающего всем современным требованиям, уменьшаются расходы трудовых и материальных ресурсов непосредственно на ремонт и поддержание энергетического оборудования в состоянии эксплуатационной готовности.

К задачам бакалаврской работы относится предложение альтернативного варианта замены оборудования ОРУ 110 кВ для обеспечения правильной работы предприятия и бесперебойного обеспечения потребителей электроэнергией.

1 Общая характеристика объекта ТЭЦ ВАЗа

Теплоэлектроцентрали предназначены для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов теплом и электроэнергией. Они отличаются от конденсационных электростанций использованием тепла «отработавшего» в турбинах пара для нужд производства, отопления, и горячего водоснабжения.

Строительство ТЭЦ ВАЗа было начато в 1966 году и осуществлялось в две очереди:

- в ноябре 1967 года был начат отпуск тепла потребителям от водогрейных котлов;
- в декабре 1969 года было запущено первое энергетическое оборудование.

ТЭЦ ВАЗа — одна из крупнейших теплоэлектростанций в Европе, вырабатывает до 40 процентов электрической и 30 процентов тепловой энергии от всей производимой в Самарском регионе.

ТЭЦ ВАЗа обеспечивает энергоснабжение, отопление и горячее водоснабжение ОАО «АВТОВАЗ», юридических и физических лиц Автозаводского района Тольятти и коммунальной зоны г. Тольятти. На ТЭЦ работают с полной нагрузкой 11 турбоагрегатов, 14 паровых энергетических котлов, 14 пиковых водогрейных котлов. Она связана линиями электропередач напряжением 220 000 вольт с Единой Европейской энергосистемой России, передавая ей избыточную мощность, которая в два раза превышает потребности Автозаводского района Тольятти.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ ВАЗа – 1172 МВт достигнута в 1987 году с вводом одиннадцатого турбоагрегата. Тепловая мощность – 3 903 Гкал/ч. ТЭЦ ВАЗа обеспечивает энергоснабжение, отопление и горячее водоснабжение Волжского автомобильного завода, Автозаводского района города Тольятти и коммунальной зоны. Основное топливо - газ, резервное - мазут. Мазутное хозяйство состоит из шести металлических

наземных резервуаров емкостью по 10000 м³ и четырех по 20000 м³, двух двухпутных приемосливных устройств и двух мазутонасосных. Техническое водоснабжение электростанции – обратное с семью башенными градирнями площадью орошения по 26000 м² с двумя центральными насосными станциями. К основным сооружениям электростанции относятся: главный корпус, пиковые котельные, объединенный вспомогательный корпус с химводоочисткой, топливное хозяйство, сооружения технического водоснабжения и электрической части.

Основные годовые показатели ТЭЦ ВАЗа:

- выработка электроэнергии: 855,1 млн. кВт/ч;
- отпуск тепловой энергии: 2148,9 тыс. Гкал;
- максимум электрической нагрузки: 285 тыс. кВт;
- максимум тепловой нагрузки: 580 Гкал/час;
- удельный расход условного топлива станции на отпущенную электроэнергию: 405,6 (253,9) г/кВт.ч;
- удельный расход условного топлива станции на отпущенную тепловую энергию: 145,9 (193,8) кг/Гкал.

1.1 Структура ТЭЦ ВАЗа

ТЭЦ конструктивно устроена как ТЭС. Отличительной особенностью ТЭЦ от других видов станций является использование тепла отработанного в турбинах пара для нужд промышленного производства, для отопления и горячего водоснабжения. Коэффициент полезного действия ТЭЦ в зависимости от величины теплового потребления составляет 50 - 80%. Если потребления тепла нет или оно мало, ТЭЦ может вырабатывать электроэнергию в конденсационном режиме.

Основными структурными подразделениями ТЭЦ ВАЗа являются:

- котельный цех. Функцией данного цеха является производство перегретого пара и подача его к турбинной установке, а также подогрев сетевой

воды (отопления) в пиковых котельных в период сильного понижения температуры окружающего воздуха в зимнее время;

– турбинный цех. Назначение цеха - непосредственная выработка электрической и тепловой энергии (пар и техническая вода для нужд промышленного производства, отопление и горячее водоснабжение), производство сжатого воздуха и подготовка питательной воды для подачи её к энергетическим котлам;

– электрический цех. Данный цех обеспечивает распределение, трансформацию и передачу электрической энергии, эксплуатацию и ремонт электрической части ТЭЦ, а также отвечает за надёжную и безаварийную работу всего электрического оборудования станции;

– химический цех. Задачей этого цеха является снабжение ТЭЦ топливом, а также его складирование, подготовка химически очищенной воды для процесса выработки тепловой и электрической энергии и анализ качества воды, пара, конденсата;

– цех автоматики и измерений. Цех отвечает за обслуживание и надёжное функционирование контрольно-измерительных приборов станции, средств автоматики, технологической сигнализации, блокировок и тепловой защиты энергетического оборудования;

– ремонтный цех. Данный цех занимается вопросами ремонта вспомогательного оборудования ТЭЦ, а также ремонтом здания станции.

1.2 Основное энергетическое оборудование ТЭЦ ВАЗа

Основным оборудованием ТЭЦ являются паровые котлы, турбины, генераторы, трансформаторы. Агрегаты классифицируются по мощности, давлению, температуре, производительности, напряжению, силе тока.

Основное энергетическое оборудование ТЭЦ ВАЗа включает в себя:

– 11 генераторов типа: ТВФ-60-2, ТВФ-120-2, ТВФ-120-2УЗ, ТВФ-100-2Е, ТВВ-160-2УЗ;

- 11 силовых главных трансформаторов типа: ТД 80000/110, ТДЦ-80000/110У1, ТДЦ-125000/110-У1, ВРТДНУ-240000/35/5, ТДЦ-200000/220;
- 2 автотрансформатора связи с энергосистемой типа ТДЦТГА-240000/120000/220;
- 11 турбоагрегатов типа: ПТ-60-130/13, Т-100-130, ПТ-135/165-130/15, ПТ-140/165-130/15;
- 11 трансформаторов собственных нужд типа: ДНС-16000/35, ТРДНС-25000/10У1, ТРДНС-25000/35, ТРДН-32000/110, ТРДН-40000/110-У1.

2 Описание технологического процесса ТЭЦ ВАЗа

Технологический процесс — часть производственного процесса, содержащая целенаправленные действия по изменению и определению состояния объекта производства. Под изменением состояния объекта понимается изменение его физических, химических, механических свойств. В технологический процесс включены дополнительные действия, непосредственно связанные или сопутствующие качественному изменению объекта производства. Для осуществления технологического процесса необходима совокупность орудий производства, называемых средствами технологического оснащения.

Технологический процесс ТЭЦ ВАЗа представляет собой замкнутый цикл:

1) сырая вода проходит через очистные сооружения, так как на производство она должна прийти определенного качества. Из воды удаляются минералы и соли. Водоочистка состоит из трех установок:

- обессоливающая установка работает по схеме двухступенчатого обессоливания с предварительным известкованием и коагуляцией в осветителях. Ее производительность – 770 тонн в час. Установка предназначена для восполнения потерь пара и конденсата в цикле электростанции и обеспечения деминерализованной водой Волжского автозавода для технологических целей;

- конденсатоочистка собственного конденсата с мазутохозяйства и из главного корпуса производительностью 60 тонн в час и 100 тонн в час;

- установка приготовления химоочищенной воды для подпитки теплосети с открытым водоразбором по схеме Н-катионирования питьевой воды, состоящая из девяти блоков производительностью 4530 тонн в час;

2) очищенная вода направляется в котел, где ее доводят до кипения, вследствие чего образуется пароводяная смесь. Перегретый пар с котла попадает на турбину. Основная часть пара идет на выработку электроэнергии;

3) производится 3 отбора пара: на нагрев (для теплоснабжения населения), на технологию ВАЗа (для обработки кузовов паром 13кг), на паровые собственные нужды (для поддержания работы турбины);

4) Отработавший пар используют вторично с помощью системы регенерации турбины:

- пар поступает на цилиндр высокого давления турбины;
- выходит из цилиндра низкого давления, попадая в конденсаторы. Роль конденсаторов на ТЭЦ выполняют градирни;
- вода с помощью циркуляционных насосов направляется на каждую турбину для охлаждения отработавшего пара;
- конденсат качается через систему регенерации (4 цилиндра низкого давления и 3 цилиндра высокого давления);
- происходит отбор пара с разных ступеней на соответствующий цилиндр (вода подогревается);
- вода поступает в деаэратор, где из нее удаляются кислород и углекислый газ;
- с деаэратора вода с помощью насосов направляется в котел, откуда снова идет на турбину.

3 Описание существующей схемы электроснабжения ТЭЦ ВАЗа

С учетом особенностей электроприемников, большого количества присоединений к сборным шинам для открытого распределительного устройства ТЭЦ ВАЗ предусмотрена схема с двумя рабочими и одной обходной системами шин. Предусмотрены шиносоединительные выключатели. Выдача электрической мощности электростанции производится с открытых распределительных устройств напряжением 110 кВ и 220 кВ. Сборные шины 110 кВ секционированы. Связь между распределительными устройствами 110 кВ и 220 кВ осуществляется через два автотрансформатора мощностью по 240 МВА с регулированием напряжения с помощью вольтодобавочного трансформатора.

Питание собственных нужд электростанции осуществляется на напряжениях 6 кВ и 0,4 кВ. Питание распределительного устройства собственных нужд 6 кВ предусматривается по схеме отпаяк от блоков «генератор-трансформатор» с рабочими трансформаторами мощностью 16 МВА и 25 МВА и резервными 32 МВА. Питание секций низкого напряжения производится через трансформаторы 6 кВ и 0,4 кВ мощностью 1000 кВА, 750 кВА и 630 кВА.

В данном разделе приведена характеристика главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд. Исходя из имеющихся данных, можно предположить, что использованная схема открытого распределительного устройства с двумя рабочими и одной обходной системами шин является достаточно надёжной.

3.1 Открытое распределительное устройство 110 кВ ТЭЦ ВАЗа (ОРУ 110 кВ)

Распределительное устройство – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства [7]. Распределительное устройство, расположенное на открытом воздухе, называется открытым.

Все основные потребители станции питаются с шин открытого распределительного устройства 110 кВ. Территориально ОРУ 110 кВ находится за главным корпусом. Так как станция выдает большую мощность с генераторов (1172 МВт), то ток короткого замыкания на шинах генератора значителен, этим и объясняется выбор напряжения 110 кВ для распределительного устройства. ОРУ состоит из двух рабочих и обходной систем сборных шин (СШ). Рабочие системы шин секционированы. Секции сборных шин соединены между собой и выключателями типа ВГТ-110 П-40/2500 У1. На ОРУ 110 кВ установлены трансформаторы напряжения типа НАМИ-110 на рабочих секциях СШ и типа НКФ -110 на обходной СШ. Трансформатор напряжения подключен через разъединитель и защищен ограничителями перенапряжения типа ОПН-110. ОРУ 110 кВ состоит из 42 ячеек. От ячеек 1, 7, 10, 12, 14, 16, 20, 27, 32, 36, 37, 39, 40 по кабельным туннелям отходят маслонаполненные кабели 110 кВ на ОАО «АвтоВАЗ». Ячейки 2, 4, 6, 15, 23, 24, 26, 29 являются вводными соответственно с трансформаторов 8ГТ, 7ГТ, АТ-6ГТ, 4ГТ, АТ-5ГТ, 3ГТ, 2ГТ, 1ГТ. К ячейкам 18 и 31 присоединяются резервные трансформаторы, которые в случае аварии питают собственные нужды станции с шин 110 кВ. От ячеек 3, 5, 8, 13, 17, 19, 25, 28, 30, 33, 34, 41, 42 отходят воздушные линии 110 кВ к городским, заводским и районным потребителям. В каждой ячейке установлено по одному выключателю. На каждом присоединении установлено по два шинных разъединителя, один линейный и обходной разъединители. В ячейках установлены трансформаторы тока. Связь между двумя рабочими шинами осуществляется в ячейках 9 и 35 через шиносоединительные выключатели, а связь рабочих шин с обходной – в ячейках 11 и 38 через обходные выключатели.

3.2 Состояние электрооборудования ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа

Состояние высоковольтного оборудования необходимо оценивать по видам износа (физический и моральный).

3.2.1 Высоковольтные выключатели

Воздушные выключатели - это силовые выключатели переменного тока, предназначенные для включения и отключения электрических цепей в нормальных режимах и при КЗ. [18]. В воздушных выключателях деионизация дугового промежутка происходит в потоке сжатого воздуха, вытекающего из гасительной камеры в атмосферу через металлические сопла.

На ОРУ 110 кВ (1,2 сш) в ячейках установлены воздушные выключатели типа ВВН-110-6. Технические характеристики воздушных выключателей представлены в таблице 1.

Элегазовые выключатели представляют собой замкнутую систему без выброса газа наружу. Для успешного отключения тока в них предусматриваются устройства для вращения дуги в элегазе. Выключатели 110 кВ имеют по одной дугогасительной камере на полюс. Элегазовые выключатели могут отключать не только ток нагрузки, но и ток КЗ.

Таблица 1 - Технические характеристики воздушных выключателей

№ п/п	Наименование параметра	ВВН-110-6
1	Номинальное напряжение	110 кВ
2	Наибольшее рабочее напряжение	126 кВ
3	Номинальный ток	2000 А
4	Номинальный ток отключения	31,5 кА
5	Предельный ток термической устойчивости (в течение 3-х с.)	31,5 кА
6	Предельный сквозной ток: - амплитудное значение - начальное эффективное значение	80 кА 31,5 кА
7	Время включения выключателя	0,2 с.
8	Время отключения (до погасания дуги)	0,07 с.
9	Максимальная длительность дуги	0,02 с.
10	Минимальная бесконтактная пауза при АПВ	0,3 с.
11	Номинальное давление воздуха	20 атм
12	Эксплуатационные пределы изменения давления	19-21,5 атм
13	Емкость резервуаров дугогасительных камер	-
14	Расход воздуха на вентиляцию	-
15	Расход воздуха на утечки	-

На ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) в ячейках установлены элегазовые выключатели типа ВГТ-110 П-40/2500У1. Технические характеристики элегазовых выключателей представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Технические характеристики элегазовых выключателей

№№ пп	Наименование параметра	Значение
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3	Номинальный ток, А	2500
4	Номинальный ток отключения, кА	40
5	Параметры сквозного тока КЗ, кА	
5.1	наибольший ток, кА	102
5.2	ток термической стойкости	40
5.3	время протекания тока термической стойкости, с.	3
6	Собственное время отключения, с.	0,035
7	Полное время отключения, сек.	0,055
8	Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с.	0,3
9	Собственное время включения, с.	0,1
10	Минимальное напряжение постоянного тока электромагнитов управления, В	220
11	Избыточное давление элегаза, приведенное к +20°C, МПа (кгс/см ²):	
11.1	давление заполнения (номинальное)	0,4(4)
11.2	давление предупредительной сигнализации	0,34(3,4)
11.3	давление блокировки-запрета оперирования	0,32(3,2)
12	Электрическое сопротивление токопровода дугогасительного устройства, мкОм, не более	45

3.2.2 Разъединители

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для изоляции предварительно отключенной части системы, электроустановки, отдельных аппаратов от смежных частей, находящихся под напряжением [27]. Обязательным является наличие видимого разрыва в воздухе в положении “отключено”. Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, т.к. их контактная система не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному короткому замыканию.

На ОРУ-110 кВ (1,2 сш) установлены разъединители типа:

- РОНЗ-110-2000 – разъединитель однофазный, наружной установки с заземляющими ножами;
- РЛНД-110-1000 – разъединитель горизонтально-поворотного типа, линейный, наружной установки, двухколонковый;
- РЛНД-110-600 – разъединитель горизонтально-поворотного типа, линейный, наружной установки, двухколонковый. Технические характеристики разъединителей представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Технические характеристики разъединителей

Тип разъединителя	Ном. напр., кВ	Ном. ток, А	Предельный сквозной		10 сек. ток термич. устойчив, кА	Для заземляющих ножей	
			действ. знач., кА	ампли- туда, кА		сквозн. ампл., кА	10 с. терм.уст. кА
РЛНД-110-600	110	600	31	80	12	50	7
РЛНД-110-1000	110	1000	31	80	15	50	7
РОНЗ-110-2000	110	2000	46	80	25	50	7

3.2.3 Трансформаторы тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [2].

На ОРУ 110 кВ (1,2 сш) установлены трансформаторы тока следующих типов: ТФЗМ -110Б-ПУ1, ТФНД -110 П. Технические характеристики трансформаторов тока представлены в таблице 4.

3.2.4 Трансформаторы напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей

измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения [21]. На ОРУ 110 кВ (1,2 сш) установлены трансформаторы напряжения следующих типов:

– НАМИ-110 - УХЛ1 – электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с глухо заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления. Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 имеет одноступенчатую некаскадную конструкцию;

- НКФ-110-57 – масштабный измерительный преобразователь, предназначенный для питания электрических измерительных приборов, защитных устройств в электрических системах переменного тока. Трансформатор напряжения НКФ-110 выполнен по каскадной схеме. Технические характеристики трансформаторов напряжения представлены в таблице 5.

Таблица 4 - Технические характеристики трансформаторов тока

Тип трансформатора тока	Номинальный первичный ток, А	Номинальный вторичный ток, А	Количество вторичных обмоток		Ток термической стойкости	Ток электродинамической стойкости	Номинальный класс точности вторичной обмотки
			Для защиты	Для измерений			
ТФЗМ - 110Б-ПУ1 ТФНД - 110	50-100; 75-150; 100-200; 150-300; 200-400; 300-600	5	2	1	2-28	10-126	0,5

Изучив технические характеристики основного оборудования открытого распределительного устройства 110 кВ (1, 2 сш) ТЭЦ ВАЗа, необходимо провести анализ состояния данного оборудования и сделать вывод о возможности его первоочередной замены или модернизации. Анализ

технического состояния основного оборудования ОРУ 110 кВ представлено в таблице 6.

Таблица 5 - Технические характеристики трансформаторов напряжения

№ п/п	Наименование параметра	НАМИ-110-УХЛ1	НКФ-110-57
1	Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110/√3	110/√3
2	Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, кВ	0,1/√3	0,1/√3
3	Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, кВ	0,1	0,1
4	Номинальная мощность, В·А, основной вторичной обмотки в классах точности: 0,2 0,5 1,0 3,0	200 400 600 1200	200 400 600 1200
5	Номинальная мощность, В·А, дополнительной вторичной обмотки в классе точности 3,0	1200	600
6	Номинальное значение климатических факторов: - высота установки над уровнем моря, не более, м - температура окружающей среды	1000 от -60°С до +40°С	До 1000 от -45°С до +45°С
7	Максимальная скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с	40	40

Таблица 6 – Анализ технического состояния оборудования ОРУ 110 кВ

Наименование оборудования	тип оборудования	Среднее значение показателей		Год ввода в эксплуатацию	Оценка технического состояния
		Ресурс между КР, г.	Срок службы, г.		
Воздушные выключатели	ВВН-110-6,	4-6	25	1968-1975	Являются устаревшими.
Элегазовые выключатели	ВГТ-110 П-40/2500У1	10	25	2006	Пригодны к эксплуатации.

Продолжение таблицы 6

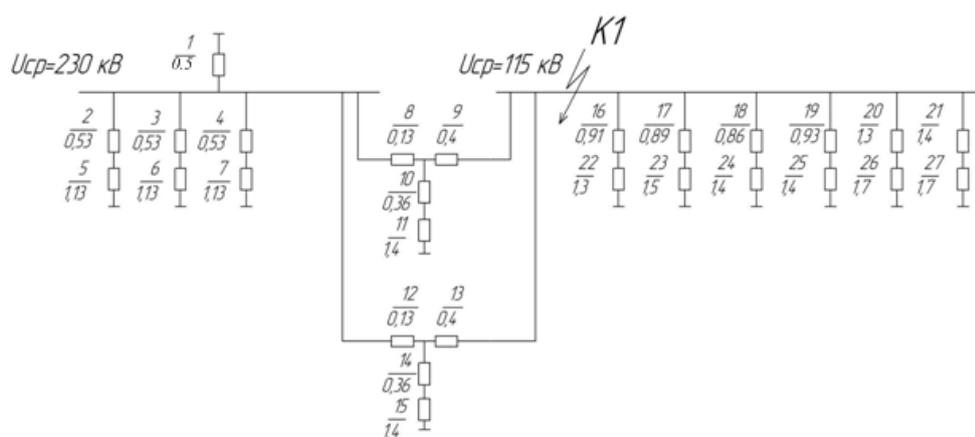
Разъединители	РЛНД-110-600 РЛНД-110-1000 РОНЗ-110-2000	4-8	30	1968-1975	Являются устаревшими.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-ПУ1 ТФНД-110П	3-4	30	1968-1975	Являются устаревшими.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110-УХЛ1 НКФ-110-57	3-5	30	1968-1975	Являются устаревшими.

Изучив данные таблицы 6, сделан вывод о необходимости замены следующего оборудования: воздушные выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения. Элегазовые выключатели пригодны к эксплуатации и замене не подлежат.

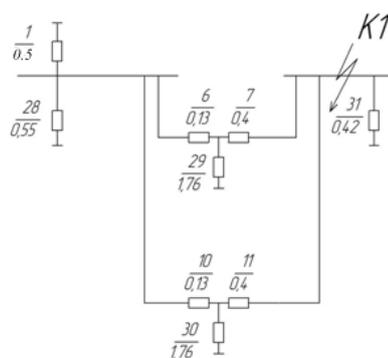
4 Расчет токов короткого замыкания ОРУ 110 кВ (1,2 сш)

4.1 Расчет начального значения периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точке К1

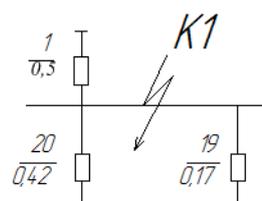
Трехфазное КЗ является симметричным, так как при нем не нарушается симметрия токов и напряжений. Эквивалентная схема замещения для расчета токов КЗ представлена на рисунок 1.



а



б



в

Рисунок 1 - Эквивалентная схема замещения прямой последовательности для расчета токов трехфазного и двухфазного КЗ в точке К1 и пути ее преобразования (а, б, в)

Расчет ведется в относительных единицах. $S_b=1000$ МВА.

Расчет эквивалентных сопротивлений:

$$x_1 = x_{\text{суст}} = x_{\text{сустэ}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\kappa 3}} = 2,4 \cdot \frac{1000}{4640} = 0,5$$

$$x_2 = x_3 = x_4 = \frac{U_{\kappa} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,7 \cdot 1000}{100 \cdot 200} = 0,53$$

$$x_5 = x_6 = x_7 = x''_{\text{дНОМ}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,213 \cdot \frac{1000}{188,2} = 1,13$$

$$x_8 = x_{12} = \frac{0,5 \cdot (U_{BC} + U_{BH} - U_{CH})}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,5 \cdot (12,7 + 11,8 - 18,3)}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,13$$

$$x_9 = x_{13} = \frac{0,5 \cdot (U_{BC} + U_{CH} - U_{BH})}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,5 \cdot (12,7 + 18,3 - 11,8)}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,4$$

$$x_{10} = x_{14} = \frac{0,5 \cdot (U_{BH} + U_{CH} - U_{BC})}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,5 \cdot (11,8 + 18,3 - 12,7)}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,36$$

$$x_{11} = x_{15} = x_{24} = x_{25} = x''_{\text{дНОМ}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,192 \cdot \frac{1000}{141,2} = 1,4$$

$$x_{16} = \frac{U_{\kappa} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11,37 \cdot 1000}{100 \cdot 125} = 0,91$$

$$x_{17} = \frac{U_{\kappa} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11,18 \cdot 1000}{100 \cdot 125} = 0,89$$

$$x_{18} = \frac{U_{\kappa} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 125} = 0,86$$

$$x_{19} = \frac{U_{\kappa} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11,6 \cdot 1000}{100 \cdot 125} = 0,93$$

$$x_{20} = \frac{U_{\kappa} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,23 \cdot 1000}{100 \cdot 80} = 1,3$$

$$x_{21} = \frac{U_{\kappa} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,8 \cdot 1000}{100 \cdot 80} = 1,4$$

$$x_{22} = x''_{\text{дНОМ}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,189 \cdot \frac{1000}{142,35} = 1,3$$

$$x_{23} = x''_{\text{дНОМ}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,192 \cdot \frac{1000}{125} = 1,5$$

$$x_{26} = x_{27} = x''_{\text{дНОМ}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,14 \cdot \frac{1000}{82,4} = 1,7$$

Результирующее сопротивление однотипных блоков трансформатор-генератор:

$$x_{28} = \frac{x_1 + x_5}{3} = \frac{0.53 + 1.13}{3} = 0.55$$

Результирующее сопротивление параллельно включенных блоков трансформатор-генератор:

$$x_{31} = \frac{1}{\frac{1}{x_{16} + x_{22}} + \frac{1}{x_{17} + x_{23}} + \frac{1}{x_{18} + x_{24}} + \frac{1}{x_{19} + x_{25}} + \frac{1}{x_{20} + x_{26}} + \frac{1}{x_{21} + x_{27}}} =$$

$$\frac{1}{\frac{1}{0.91 + 1.3} + \frac{1}{0.89 + 1.5} + \frac{1}{0.86 + 1.4} + \frac{1}{0.93 + 1.4} + \frac{1}{1.3 + 1.7} + \frac{1}{1.4 + 1.7}} = 0.42$$

Сопротивление двух параллельно включенных автотрансформатора (сопротивления НН автотрансформатора эквивалентировано с сопротивлениями генераторов Г5, Г6 (x_{29})):

$$x_{32} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\frac{1}{x_8} + \frac{1}{x_9} + \frac{1}{x_{29}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\frac{1}{0.13} + \frac{1}{0.4} + \frac{1}{1.76}} = 0.046$$

Результирующее сопротивление ветви генераторов Г5, Г6, Г9, Г10, Г11 до точки К1:

$$x_{33} = x_{28} + x_{32} = 0.55 + 0.046 = 0.6$$

Окончательная схема замещения для расчета токов трехфазного КЗ в точке К1 представлена на рисунке 1, в. Расчет токов КЗ произведен в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	К1		
Базовая мощность S_b , МВА	1000		
Среднее напряжение U_{cp} , кВ	115		
1	2	3	4
Источники	система	Г5+Г6+Г9+ +Г10+Г11	Г1+Г2+Г3+ +Г4+Г7+Г8
Номинальная мощность источников $S_{ном}$, МВА	4640	141,2·2+188,2·3=84 7	82,4·2+141,2·2+125+14 2,35=714,55
Результирующее сопротивление $x_{рез}$, о.е.	0,5	0,6	0,42
Базовый ток $I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_б}, \text{кА}$	$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02$		
Среднее значение E'' , о.е.	1,0	1,13	1,13
$I_{ПО}^{(3)} = \frac{E''}{x_{рез}} I_б, \text{кА}$	$\frac{1.0}{0.5} \cdot 5.02 = 10,04$	$\frac{1.13}{0.6} \cdot 5.02 = 9.5$	$\frac{1.13}{0.42} \cdot 5.02 = 13.5$
$I_{ном.ист} = \frac{S_{ном.ист}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \text{кА}$	$\frac{4640}{\sqrt{3} \cdot 115} = 23.3$	$\frac{847}{\sqrt{3} \cdot 115} = 4.3$	$\frac{714.55}{\sqrt{3} \cdot 115} = 3.6$
$\frac{I_{ПО}^{(3)}}{I_{ном.ист}}$	$\frac{10,04}{23.3} = 0,43$	$\frac{9.5}{4.3} = 2.2$	$\frac{13.5}{3.6} = 3.8$
$\tau = (0.01 + t_{с.в.откл.}), \text{с}$	0,01+0,08=0,09		
γ_τ	1	0,96	0,98
$I_{П\tau}^{(3)} = \gamma_\tau \cdot I_{ПО}^{(3)}, \text{кА}$	1·10,04 = 10,04	0,96·9,5 = 9,12	0,98·13,5 = 13,23
$k_{уд}$	1,85	1,967	1,967
T_a	0,06	0,3	0,3
$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{ПО}^{(3)}, \text{кА}$	$\sqrt{2} \cdot 1.85 \cdot 10,04 = 25,3$	$\sqrt{2} \cdot 1.967 \cdot 9.5 = 26.4$	$\sqrt{2} \cdot 1.967 \cdot 13.5 = 37.6$
$e^{-\frac{\tau}{T_a}}$	$e^{-\frac{0.09}{0.06}} = 0.22$	$e^{-\frac{0.09}{0.3}} = 0.74$	$e^{-\frac{0.09}{0.3}} = 0.74$

$i_{ar}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{IO}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \text{кА}$	$\sqrt{2} \cdot 10,04 \cdot 0,22 = 3,1$	$\sqrt{2} \cdot 9,5 \cdot 0,74 = 9,9$	$\sqrt{2} \cdot 13,5 \cdot 0,74 = 14,1$
---	---	---------------------------------------	---

Результаты расчетов токов трехфазного КЗ сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов тока трехфазного КЗ

Точка КЗ	U _{ср} , кВ	Источник	Токи трехфазного КЗ, кА				
			$I_{IO}^{(3)}$	$I_{II\tau}^{(3)}$	$i_{ar}^{(3)}$	$i_{y\delta}^{(3)}$	$\sqrt{2} \cdot I_{II\tau}^{(3)} + i_{ar}^{(3)}$
К1	115	Система	10,04	10,04	3,1	25,3	38,9
		Г5+Г6+Г9+Г10+Г11	9,5	9,12	9,9	26,4	22,8
		Г1+Г2+Г3+Г4+Г7	13,5	13,23	14,1	37,6	32,8
Расчетные значения для выбора электрооборудования			33,04	32,39	27,1	89,3	94,5

4.2 Расчет начального значения периодической составляющей тока двухфазного короткого замыкания в точке К1

Двухфазное короткое замыкание является несимметричным режимом.

Для определения начального действующего значения периодической составляющей тока при двухфазном КЗ в точках К1 принимаем, что $x_{1рез} = x_{2рез}$. Соотношение между токами двух- и трехфазном КЗ составляет:

$$I_{IO}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{IO}^{(3)}, \text{кА},$$

следовательно в точке К1 имеем:

$$I_{IO}^{(2)} = 0,87 \cdot 33,04 = 28,7 \text{кА}$$

4.3 Расчет начального значения периодической составляющей однофазного короткого замыкания в точке К1

Однофазное короткое замыкание является несимметричным режимом. Для расчета токов однофазного короткого замыкания необходимо составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схема замещения прямой последовательности не отличается от схемы замещения, составленной для трехфазного КЗ, которая была упрощена до вида, представленного на рисунок 2.

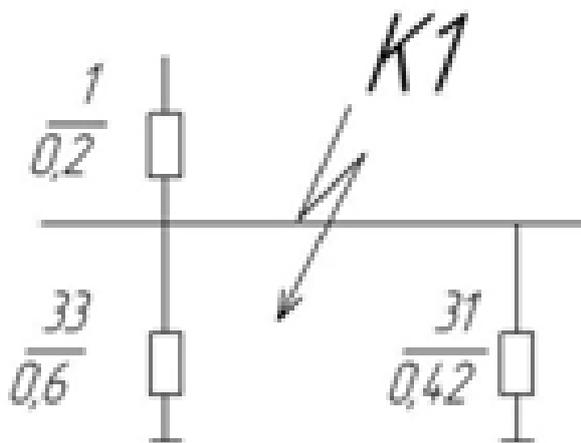


Рисунок 2 – Схема замещения прямой последовательности для расчета токов однофазного КЗ

$$E_c = 1.0 \quad E_{\bar{A}1} = 1,13 \quad E_{\bar{A}2} = 1,13$$

Определяем результирующее сопротивление схемы замещения прямой последовательности относительно точки К1:

$$x_{\Sigma 1} = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_{31}} + \frac{1}{x_{33}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,5} + \frac{1}{0,42} + \frac{1}{0,6}} = 0,17$$

Эквивалентная ЭДС при этом объединении:

$$E_s = x_{\Sigma 1} \cdot \left(\frac{E_c}{x_1} + \frac{E_{F1}}{x_{33}} + \frac{E_{F2}}{x_{31}} \right) = 0,17 \cdot \left(\frac{1,0}{0,5} + \frac{1,13}{0,6} + \frac{1,13}{0,42} \right) = 1,1$$

Схема обратной последовательности соответствует схеме (свернутой) прямой последовательности, в которой отсутствуют все источники ЭДС. Схема обратной последовательности представлена на рисунке 3.

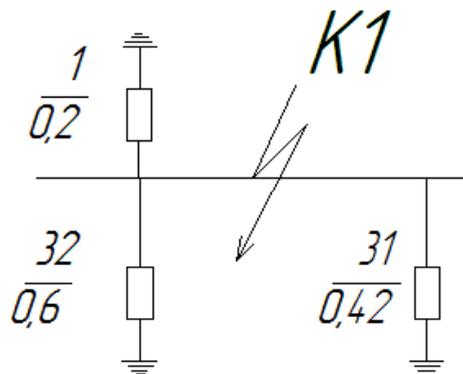
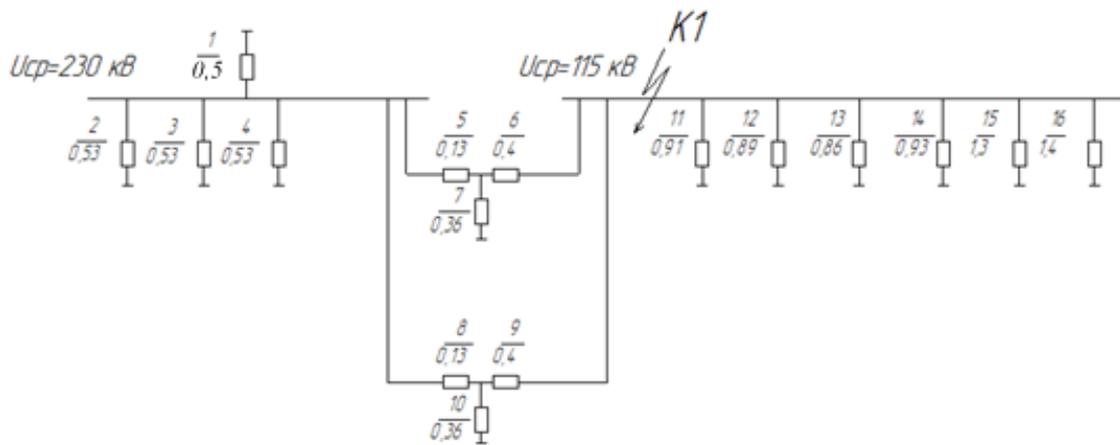


Рисунок 3 – Схема замещения обратной последовательности для расчета токов однофазного КЗ в точке К1

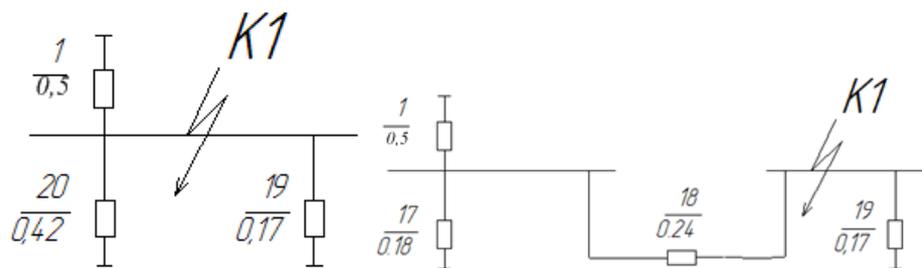
Результирующее сопротивление схемы замещения обратной последовательности принимаем равным результирующему сопротивлению схемы замещения прямой последовательности:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = 0.17$$

Схема замещения нулевой последовательности составляется с учетом способа соединения фаз образующих ее элементов. Так система и автотрансформатор замещается теми же параметрами, что и в остальных схемах, трансформатор при генераторе входит в схему замещения полностью. Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунок 4.



а



б

в

Рисунок 4 - Схема замещения нулевой последовательности для расчета токов однофазного КЗ в точке К1 и пути ее преобразования (а, б, в)

Сопротивление нулевой последовательности ветви генераторов Г1, Г2, Г3:

$$x_{17} = \frac{x_2}{3} = \frac{x_3}{3} = \frac{x_4}{3} = \frac{0.53}{3} = 0.18$$

Сопротивление нулевой последовательности автотрансформаторов:

$$x_{18} = \frac{1}{2} \left(x_5 + \frac{x_6 \cdot x_7}{x_6 + x_7} \right) = \frac{1}{2} \left(0.3 + \frac{0.4 \cdot 0.36}{0.4 + 0.36} \right) = 0.24$$

Результирующее сопротивление схемы замещения нулевой последовательности:

$$x_{0\Sigma} = x_1 + \frac{x_{20} \cdot x_{19}}{x_{20} + x_{19}} = 0.5 + \frac{0.42 \cdot 0.17}{0.42 + 0.17} = 0.1$$

Ток прямой последовательности любого несимметричного короткого замыкания может быть определен как ток при трехфазном коротком замыкании в точке, электрически удаленной от действительной точки короткого замыкания на дополнительное сопротивление $\Delta X^{(n)}$:

$$\text{Для однофазного К.З.: } \Delta X^{(1)} = X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0} = 0,17 + 0,1 = 0,27.$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{E_\Sigma}{X_{\Sigma 1} + \Delta X^{(1)}} = \frac{1.1}{0,17 + 0,27} = 2,5 \text{ кА}$$

Фазный ток в точке КЗ аварийной фазы находится путем умножения тока особой фазы А на фазный коэффициент $m^{(n)}$.

$$\text{Для однофазного К.З.: } m^{(1)} = 3. \quad I_K^{(1)} = I_{K1}^{(1)} \cdot m^{(1)} = 2,5 \cdot 3 = 7,5 \text{ кА}$$

В именованных единицах:

$$I_{KA}^{(1)} = I_K^{(1)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = 7,5 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 37,7 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке КЗ:

$$i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{НО}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1.85 \cdot 37,7 = 98,6 \text{ кА},$$

где $k_{уд}$ – это ударный коэффициент.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени $t = \tau$:

$$i_{ar}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{НО}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 37,7 \cdot e^{-\frac{0,09\tau}{0,06}} = 11,8 \text{ кА},$$

где τ - момент начала расхождения дугогасительных контактов коммутационного аппарата; T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей.

Тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля при КЗ):

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 37,7^2 \cdot (0,08 + 0,06) = 198,98 \text{кА}^2 \text{с}$$

Результаты расчета токов однофазного КЗ сведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета токов однофазного короткого замыкания

Точка КЗ	U _{ср} , кВ	X _{1Σ}	X _{2Σ}	X _{0Σ}	I _{к1} ⁽¹⁾	I _к ⁽¹⁾	I _{кА} ⁽¹⁾
К1	115	0.17	0.17	0.1	2,5	7,5	37,7

Из приведенных расчетов можно сделать вывод о том, что для рассматриваемого участка предприятия опаснее будет режим однофазного короткого замыкания. Следовательно, для выбора оборудования будут использоваться расчетные значения токов однофазного короткого замыкания.

5 Выбор и проверка оборудования для ОРУ 110 кВ (1, 2 сш)

5.1 Высоковольтный выключатель

Высоковольтный выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме, в нормальных или аварийных режимах, при ручном или автоматическом управлении.

Высоковольтный выключатель состоит из: контактной системы с дугогасительным устройством, токоведущих частей, корпуса, изоляционной конструкции и приводного механизма.

Морально и физически устаревшие воздушные выключатели типа ВВН-110-6, установленные на ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа целесообразно заменить на элегазовые выключатели.

Элегазовый выключатель – один из самых современных типов высоковольтных выключателей. В качестве среды для гашения дуги в них используется шестифтористая сера (SF₆, элегаз), которая обладает большой электрической прочностью и отличными дугогасящими свойствами. Элегазовые выключатели могут отключать не только ток нагрузки, но и ток КЗ. Такие выключатели имеют дугогасительные устройства с автопневматическим дутьем. При отключении возникает дуга между неподвижными и подвижными контактами.

Достоинства элегазовых выключателей: пожаро- и взрывобезопасность, быстрота действия, высокая отключающая способность, малый износ дугогасительных контактов, возможность создания серий с унифицированными узлами, пригодность для наружной и внутренней установки.

К установке на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) предлагаются следующие типы элегазовых выключателей:

– выключатель элегазовый колонковый ВГП-110 производства ОАО ВО «Электроаппарат» г. Санкт-Петербург;

– выключатель элегазовый бакового типа ЗАР1DT-145/ЕК производства ЗАО «АК Евроконтракт».

Необходимо провести сравнительный анализ двух видов выключателей и сделать выбор в пользу более экономичного и технически выгодного варианта. Сравнительный анализ технических характеристик выключателей типов ВГП-110 и ЗАР1DT-145/ЕК представлен в таблице10.

Таблица 10 – Сравнительный анализ технических характеристик выключателей

Наименование параметра	ВГП-110-40 У1	ЗАР1DT-145/ЕК
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	2500	до 3150
Номинальный ток отключения, кА	40	до 40
ток термической стойкости	40	до 40
Собственное время отключения, с.	0,03	0,034
Полное время отключения, сек.	0,055	0,057
Собственное время включения, с.	0,6	0,063
Масса выключателя, кг	1300-1500	3530
Срок службы, лет	40	40
Гарантийный срок, лет	5	5
Цена, руб.	3 981 000	4 352 000

После анализа данных таблице 10, выбор сделан в пользу элегазового выключателя типа ВГП-110, так как данный вид выключателя обладает необходимыми техническими характеристиками, по ценовому показателю является наиболее экономически выгодным.

Элегазовый выключатель типа ВГП-110-40 У1 имеет следующие характеристики, учитывающие специфику эксплуатации в условиях России:

- дугогасительное устройство имеет несколько модификаций по коммутационной способности для сетей с различными токами короткого замыкания, для различных минимальных температур эксплуатации;
- внутренняя изоляция сформирована при пониженном давлении элегаза для работы при низких температурах окружающей среды без применения смесей;
- механический ресурс привода составляет 10000 операций О-В, механический ресурс фазы выключателя не имеет ограничений в рамках разумной эксплуатации в течение срока службы;
- стойкость к любому воздействию внешней среды обеспечивается защитными покрытиями на весь срок эксплуатации;
- безопасность эксплуатации коммутационных аппаратов, как сосудов под давлением, обеспечивается защитным устройством;
- стабильность качества производства подтверждается периодическими испытаниями серийных изделий, включая коммутационные испытания, в Испытательном центре НИИВА.

Элегазовый выключатель типа ВГП 110 представлен на рисунок 5.

Выключатель ВГП-110, как и любой элегазовый аппарат, является пожаробезопасным. Материалы, поддерживающие горение, отсутствуют в конструкции изделия. Выключатель ВГП-110 является взрывобезопасным, что отличает его от многих аналогов. Металлическая мембрана и демпфер, сглаживающий воздействие ударных волн, возникающих при коммутациях, защищают каждый полюс от разрушения при резком повышении давления.

Необходимо проверить выключатель типа ВГП-110 на возможность установки на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) ТЭЦ ВАЗа. Проверку выключателей необходимо производить по важнейшим параметрам:

- 1) проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$$

$$U_{ном} = 110кВ$$

$$U_{сет.ном} = 110кВ$$

$$110кВ = 110кВ$$

2) проверка по длительному току

Так как в бакалврской работе рассматривается реконструкция открытого распределительного устройства генерирующего предприятия, то следует учитывать, что рабочие токи в линиях постоянно меняются в зависимости от заключения договоров с потребителями. Установленное оборудование, подлежащее замене, рассчитано на рабочие токи 2000А. В последнее время в мире и России идет тенденция к увеличению электропотребления, следовательно, новое оборудование должно отвечать этим тенденциям. В связи с этим выбран выключатель с рабочим током 2500А.



Рисунок 5 – Элегазовый выключатель ВГП-110-40 У1

3) проверка на симметричный ток отключения

$$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА.}$$

$$I_{нт} = 37,7 \text{ кА}$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$$

$$40 \text{ кА} > 37,7 \text{ кА}$$

4) проверка возможности отключать аperiodическую составляющую тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат};$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40 / 100 = 25,45;$$

$$25,45 > 11,8$$

5) проверка по включающей способности.

$$i_{вкл} \geq i_{уд}$$

$$102 \text{ кА} > 98,6 \text{ кА}$$

$$I_{вкл} \geq I_{н0}$$

$$40 \text{ кА} > 37,7 \text{ кА}$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения, $I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей).

б) проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$$

$$102 \text{ кА} > 98,6 \text{ кА}$$

$$I_{np.cкв} \geq I_{n0}$$

$$40кА > 37.7кА$$

где $i_{np.cкв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу, $I_{np.cкв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

7) проверка на термическую стойкость

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k;$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$4800кА^2 \cdot с > 198,98кА^2 \cdot с$$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки элегазового выключателя марки ВГП-110-40 У1 на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) ТЭЦ ВАЗа, так как технические параметры выключателя удовлетворяют всем условиям проверки.

5.2 Разъединитель

Разъединитель – контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Устаревшие разъединители типов РЛНД (разъединитель линейный, наружной установки, двухколонковый) и РОНЗ (разъединитель однофазный, наружной установки с заземляющими ножами), установленные на ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа подлежат замене при реконструкции. Разъединители выполнены в виде отдельных полюсов (часть их смонтирована пополюсно, а часть соединена трубчатыми тягами в один трехполюсный аппарат). Эти разъединители не имеют электродвигательного привода, а переключаются мускульной силой

человека, что не безопасно для оперативного персонала. Так как срок службы разъединителей истек, их фарфоровые изоляторы представляют угрозу разрушения в момент переключений. трёхполюсные разъединители с электродвигательным приводом и изоляторами из полимерных материалов.

К установке на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) предлагаются следующие типы трёхполюсных разъединителей с электродвигательным приводом и изоляторами из полимерных материалов:

- Разъединитель SGF 123n производства ЗАО «АББ-УЭТМ»;
- Разъединитель РГП СЭЩ 110 кВ.

Необходимо провести сравнительный анализ двух видов разъединителей и сделать выбор в пользу более экономичного и технически выгодного варианта. Сравнительный анализ технических характеристик разъединителей типов SGF 123n и РГП СЭЩ 110 кВ представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнительный анализ технических характеристик разъединителей

Наименование параметра	SGF 123n	РГП СЭЩ 110 кВ
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	1600(2500)	1250(2000)
Ток термической стойкости, кА	40	40
Ток эл.динамической стойкости, кА	100	100
Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока (время короткого замыкания), с.		
- для главных ножей	3	3
- для заземляющих ножей	1	1
Цена, руб.	320 000	250 000

После анализа данных таблицы 11, выбор сделан в пользу разъединителя типа РГП СЭЩ 110 кВ, так как данный вид разъединителя обладает необходимыми техническими характеристиками, по ценовому показателю является наиболее экономически выгодным.

Предназначением такого типа разъединителя является операции отключения и включения токов «холостого хода» трансформаторов, емкостных токов воздушных и кабельных линий, коммутирование обесточенных участков электрической цепи, как под напряжением, так и без него. Также конструкцией этого типа разъединителя предусматривается установка стационарных заземляющих ножей, с помощью которых можно заземлить отключенный участок сети, также в комплект разъединителя входит привод электродвигательный типа ПД-14 для установки в разных климатических районах. Внешний вид разъединителя представлен на рисунок 6.

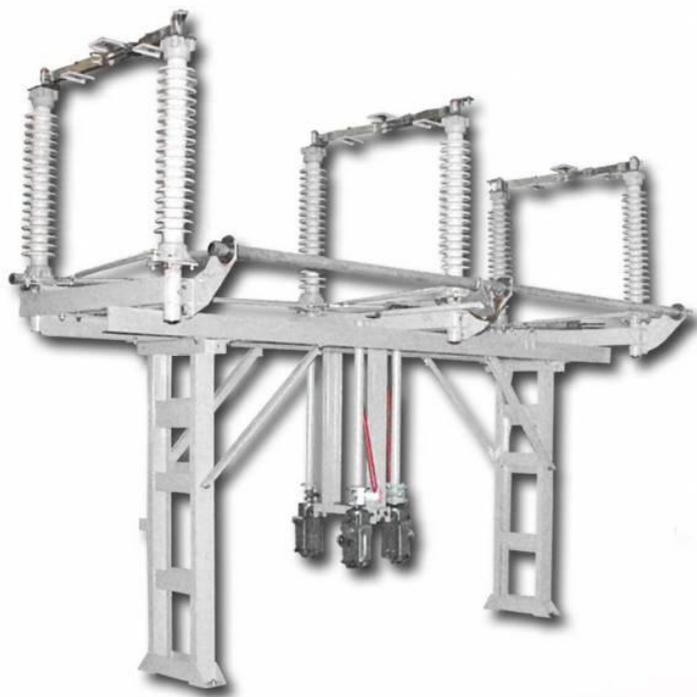


Рисунок 6 - Разъединитель типа РГП СЭЩ 110 кВ

Необходимо проверить разъединитель РГП СЭЩ 110 кВ на возможность установки на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) ТЭЦ ВАЗа. Проверку разъединителей необходимо производить по основным параметрам:

1) проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$$
$$110кВ = 110кВ$$

2) проверка по длительному току:

Выбираем к установке разъединители с рабочим током 2000А.

3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$
$$100кА > 98,6кА'$$

где $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости).

4) проверка на термическую стойкость

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k ;$$
$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$
$$4800кА^2 \cdot с > 198,98кА^2 \cdot с .$$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки разъединителя марки РГП СЭЩ 110 кВ на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) ТЭЦ ВАЗа, так как технические параметры выключателя удовлетворяют всем условиям проверки.

5.3 Трансформатор тока

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

Физически и морально устаревшие трансформаторы тока типов ТФНД и ТФЗМ, установленные на ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа подлежат замене при реконструкции.

К установке на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) предлагаются следующие типы трансформаторов тока:

- Трансформатора тока наружной установки ТФЗМ 110Б;
- Трансформатор опорный литой ТОЛ- 110 УХЛ1.

Необходимо провести сравнительный анализ двух видов трансформаторов тока и сделать выбор в пользу более экономичного и технически выгодного варианта. Сравнительный анализ технических характеристик трансформаторов тока типов ТФЗМ 110Б и ТОЛ- 110 УХЛ1 представлен в таблице 12.

После анализа данных таблицы 12, выбор сделан в пользу трансформатора тока типа ТОЛ-110 УХЛ1, так как данный вид трансформатора тока обладает необходимыми техническими характеристиками, по ценовому показателю является наиболее экономически выгодным. Трансформатор тока марки ТОЛ-110 УХЛ1 представлен на рисунке 7.

Литые трансформаторы тока типа ТОЛ-110 по сравнению с масляными и элегазовыми аналогами имеют некоторые преимущества:

- не требуют обслуживания в ходе эксплуатации, в отличие от элегазовых, которые требуют высококвалифицированного обслуживания;
- электрическая изоляция ТОЛ-110 соответствует требованиям ГОСТ 1516-96;
- ТОЛ-110 пригоден для эксплуатации в районах со II и III степенью загрязнения по ГОСТ 9920-89;
- литые трансформаторы ТОЛ-110 значительно меньше по размерам по сравнению с элегазовыми;
- ТОЛ-110 является экологически чистым высоковольтным трансформатором.



Рисунок 7 – Трансформатор тока ТОЛ-110 УХЛ1

Таблица 12 – Сравнительный анализ технических характеристик трансформаторов тока

Наименование параметра	ТФЗМ 110Б	ТОЛ-110 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный первичный ток, А	2000	2000
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальный вторичный ток	5	5
Число вторичных обмоток	3	3
Номинальная нагрузка вторичной обмотки при $\cos\phi=0,8$; ВА:	30	30
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	50	60
Ток электродинамической стойкости, кА	120	153
Класс точности	0,5	0,5
Цена, руб.	153 400	145 000

Необходимо проверить трансформатор тока ТОЛ-110 на возможность установки на ОРУ 110 кВ (1, 2 сщ) ТЭЦ ВАЗа. Проверку трансформаторов тока необходимо производить по основным параметрам:

1) Проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$$
$$110кВ = 110кВ$$

2) Проверка по длительному току:

Выбираем к установке трансформаторы тока с первичным током 2000А.

3) Проверка на электродинамическую стойкость.

$$i_{пр.с} = K_{ЭД} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \geq i_{уд};$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$153кА > 98,6кА$$

где $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости).

4) Проверка на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k ;$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 60^2 \cdot 3 = 10800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$10800кА^2 \cdot с > 198,98кА^2 \cdot с .$$

5) Проверка по вторичной нагрузке.

$$Z_2 \leq Z_{2 ном} ,$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока; $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности ($Z_{2ном}=30 \text{ Ом}$).

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на ОРУ 110 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: амперметр, ваттметр, варметр,

фиксирующий прибор, счетчики энергии. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 13.

Таблица 13 Данные контрольно-измерительных приборов

№ п/п	Прибор	Тип	$S_{\text{прибора}} [\text{В}\cdot\text{А}]$
1	Амперметр	Э-351	0.5
2	Счетчик активной энергии	СА4У – И672 М	2.5
3	Счетчик реактивной энергии	СР4У – И673 М	2.5
4	Варметр	Н-395	2
5	Частотомер	Э352	3
	Итого		10,5

$$Z_2 \approx r_2$$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}},$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}},$$

$$r_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}.$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{10.5}{5^2} = 0.42$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами; I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$r_{\text{к}}$ принимаем равным 0,1 Ом. Т.к. присоединено большое количество измерительных приборов.

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 30 - 10.5 - 0.1 = 19.4 \text{ Ом}.$$

Принимая длину соединительных проводов 100 м с медными жилами, определяем сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,4} = 0,09 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм²

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки Трансформатор тока марки ТОЛ-110 УХЛ1 на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) ТЭЦ ВАЗа, так как технические параметры трансформатора тока удовлетворяют всем условиям проверки.

5.4 Трансформатор напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или 100/√3 В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Физически и морально устаревшие трансформаторы напряжения типов НАМИ-110-УХЛ1 и НКФ-110-57, установленные на ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа подлежат замене при реконструкции.

К установке на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) предлагаются следующие типы трансформаторов напряжения:

1. Трансформатора напряжения НКФА-110;
2. Трансформатор напряжения наружной установки EOF-123.

Необходимо провести сравнительный анализ двух видов трансформаторов напряжения и сделать выбор в пользу более экономичного и технически выгодного варианта. Сравнительный анализ технических характеристик трансформаторов напряжения типов НКФА-110 и EOF-123 представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнительный анализ технических характеристик трансформаторов напряжения

Наименование параметра	НКФА-110	ЕОФ-123
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	123
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$110/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$
Номинальная частота, Гц	50	50, 60
Количество вторичных обмоток	3	≤ 5
Номинальная мощность вторичной основной обмотки, В·А, (при отсутствии нагрузки на других обмотках): - в классе точности 0,2 - в классе точности 0,5	100 200	≤ 300 ≤ 400
Класс точности трансформатора	0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 3Р	0,1-3; 3Р; 6Р
Предельная мощность трансформатора, В·А	2000	≤ 2500
Цена, руб.	153 400	145 000

После анализа данных таблицы 14, выбор сделан в пользу трансформатора напряжения типа НКФА-110, так как данный вид трансформатора напряжения обладает необходимыми техническими характеристиками, по ценовому показателю является наиболее экономически выгодным. Трансформатор напряжения марки НКФА-110 представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Трансформатор напряжения НКФА-110

С целью защиты от феррорезонансного явления были разработаны и испытаны устойчивые к феррорезонансу трансформаторы напряжения серии НКФА. Предназначен для применения в электрических цепях переменного тока частотой 50 или 60 Гц с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Трансформатор разработан с исполнениями на две вторичные обмотки (одна основная и одна дополнительная) и на три вторичные обмотки (две основными и одной дополнительной).

Необходимо проверить трансформатор напряжения НКФА-110 на возможность установки на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) ТЭЦ ВАЗа. Проверку трансформаторов тока необходимо производить по основным параметрам:

- 1) Проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$$

$$110кВ = 110кВ$$

2) Выбор конструкции и схем соединения обмоток. Трансформатор напряжения НКФА разработан с исполнениями на две вторичные обмотки (одна основная и одна дополнительная для учета электроэнергии) и на три вторичные обмотки (двумя основными и одной дополнительной для учета электроэнергии);

3) Выбор класса точности. Класс точности трансформатора напряжения НКФА 0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 3Р.

4) Проверка по вторичной нагрузке:

$$S_2 \leq S_{2 ном}$$

где S_2 – вторичная нагрузка трансформатора напряжения; $S_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора напряжения в выбранном классе точности ($S_{2ном}=200$ ВА).

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на ОРУ 110 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 15.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \sqrt{5,52^2 + 3,7^2} = 6,6 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбранный трансформатор напряжения НКФА-110 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 200 В·А. Таким образом:

$$S_2 < S_{2ном.}$$

$$6,6 \text{ ВА} < 200 \text{ ВА}$$

Следовательно, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

Таблица 15 – Данные контрольно-измерительных приборов

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							$P, \text{ Вт}$	$Q, \text{ вар}$
Вольтметр	Э – 351	2,0	1	1	0	1	2	---
Вольтметр фазный	3-377	2,0	1	1	0	1	2	---
Счетчик активной энергии	САЭ – 681	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							5,52	3,7

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки трансформатора напряжения марки НКФА-110 на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) ТЭЦ ВАЗ, так как технические параметры трансформатора напряжения удовлетворяют всем условиям проверки.

6 Релейная защита

6.1 Требования, предъявляемые к релейной защите

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем.

Релейная защита (РЗ) осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить повреждённый участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

При возникновении ненормальных режимов, релейная защита также должна выявлять их и в зависимости от характера нарушения либо отключать оборудование, если возникла опасность его повреждения, либо производить автоматические операции, необходимые для восстановления нормального режима (например, включение после аварийного отключения с надеждой на самоустранение аварии или подключение резервного питания), либо осуществлять сигнализацию оперативному персоналу, который должен принимать меры к ликвидации ненормальности.

Общие требования к релейной защите [2]:

1) **быстродействие:** устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы путем успешного действия АПВ и АВР, самозапуска электродвигателей, втягивания в синхронизм и пр.) и ограничения области и степени повреждения элемента;

2) **селективность:** релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при

повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент;

3) надежность: надежность функционирования релейной защиты (срабатывание при появлении условий на срабатывание и несрабатывание при их отсутствии) должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению, а также надлежащим обслуживанием этих устройств;

4) чувствительность: способность реагировать на возможные повреждения в минимальных режимах работы системы электроснабжения, когда изменение воздействующей величины минимально;

5) устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ) должны предусматриваться в электроустановках 110-500 кВ;

б) в сетях с глухозаземленной нейтралью должен быть выбран исходя из условий релейной защиты такой режим заземления нейтралей силовых трансформаторов (т. е. размещение трансформаторов с заземленной нейтралью), при котором значения токов и напряжений при замыканиях на землю обеспечивают действие релейной защиты элементов сети при всех возможных режимах эксплуатации электрической системы.

6.2 Релейная защита ОРУ 110 кВ (1,2 см) ТЭЦ ВАЗ

Для защиты сборных шин 110 кВ ТЭЦ ВАЗа применяют дифференциальную токовую защиту, обеспечивающую селективное отключение поврежденной системы. Переключение присоединений с одной системы шин на другую производят с помощью шинных разъединителей. Во избежание неправильных операций с разъединителями предусматривают блокирующие устройства. В устройствах с двумя системами сборных шин шинные разъединители каждого присоединения блокируют с шиносоединительным выключателем. Предусмотрена блокировка между выключателем и разъединителями в пределах каждого присоединения. Для обеспечения возможности поочередного ремонта выключателей без перерыва

работы соответствующих присоединений, предусмотрена обходная система шин и секционирование сборных шин с помощью нормально замкнутых выключателей, шиносоединительных и обходных выключателей.

Для селекторного отключения схемообразующих выключателей 110 кВ, при повреждениях на линиях 110 кВ и отказе их защит, выполнена дифференциальная защита (НДЗШ) на каждой секции 110 кВ.

НДЗШ-110 кВ является также резервной защитой шин с действием на отключение схемообразующих выключателей при отказе ДЗШ. НДЗШ- 1 сек. действует на отключение ШСВ-12 и СВ-13 НДЗШ- 2 сек. действует на отключение ШСВ-12 и СВ-24.

Принцип выполнения защиты и ее действие:

1) Неполная дифзащита шин каждой секции имеет два комплекта (междуфазную защиту от замыкания на землю), которые подключены к вторичным обмоткам промежуточных трансформаторов тока.

2) К первичным обмоткам промежуточных трансформаторов тока подключены токовые цепи питающих элементов секции (токовые цепи шиносоединительного, секционного, обходного выключателей и токовые цепи стороны 110 кВ блоков генератор-трансформатор).

3) Промежуточные трансформаторы с первичной стороны имеют три самостоятельных обмотки, которые необходимы для выравнивания вторичных токов, т.к. на питающих элементах установлены трансформаторы тока с различными коэффициентами трансформации.

4) Подключение токовых цепей питающих элементов к НДЗШ производится с помощью испытательных блоков. Токовые цепи блоков и обходных выключателей выполнены с возможностью подключения их к НДЗШ той секции, на которую собрана первичная схема присоединения.

5) В нормальном режиме и К.З. вне защищаемой зоны через реле НДЗШ соответствующей секции протекает вторичный ток нагрузки питаемых потребительских линий данной секции.

б) В режиме повреждения на секции или ЛЭП через исполнительный орган НДЗШ данной секции протекает соответственно вторичный ток кз и приводит в действие соответствующий комплект реле НДЗШ.

7) Междугазный комплект НДЗШ каждой секции выполнен 2-х ступенчатым в двухфазном исполнении с помощью токовых реле РТ-40 и реле времени. Уставки междугазного комплекта выбраны из условий:

- отстройки от максимально-возможного тока нагрузки;
- отстройки от тока небаланса сквозного короткого замыкания;
- отстройки от действия защиты отходящих линий;
- обеспечения чувствительности к короткому замыканию в конце наиболее длинной линии.

Исходя из указанных условий 1 ст. междугазного комплекта НДЗШ отстроена по току от отсечек кабельных линий, а по времени от второй ступени линии "Водозабор"

8) Комплект защиты от замыкания на землю в сх. НДЗШ каждой секции выполнен в двухступенчатом исполнении по току и времени в комплекте защит типа КЗ-5А.

Уставки комплекта от замыкания на землю выбраны из условий:

- отстройки от максимального тока небаланса при сквозном коротком замыкании;
- отстройки от защит отходящих линий;
- обеспечения чувствительности к короткому замыканию в конце наиболее длинной линии (токового органа и органа направления мощности);
- отстройки от максимального тока небаланса и обратного тока произведена уставкой реле направления мощности;
- отстройка от защит отходящих линий и обеспечение чувствительности защиты осуществляется применением двух ступеней защиты по току и времени.

9) Выполнение указанной НДЗШ позволяет:

-работать со всеми замкнутыми схемообразующими выключателями 110 кВ;

- иметь неизменные уставки во всех режимах работы станции на схемообразующих выключателях;

- обеспечить надежное резервирование всех защит всех линий 110 кВ отходящих от шин.

Накладки и переключающие устройства, участвующие в схемах НДЗШ-110 кВ, представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Накладки и переключающие устройства, участвующие в схемах НДЗШ-110 кВ

Номер перекл. уст-ва	Наименование переключающих устройств	Место установки панели	Положение переключающих устройств
1	2	3	4
НДЗШ – 1 секции			
10Н	"1ст.ТЗ НДЗШ 1 секции"	100	Нормально замкнута (положение откл.)
11Н	"2ст.ТЗ НДЗШ 1 секции"	100	Нормально замкнута.
12Н	"1ст.земляной защиты НДЗШ 1 сек."	100	Нормально замкнута
13Н	"2ст.земляной защиты НДЗШ 1 сек."	100	Нормально замкнута
15Н	"Откл.ШСВ-12 НДЗШ-1 сек."	100	Нормально замкнута
16Н	"Откл.СВ-13 от НДЗШ-1 сек."	101	Нормально замкнута

11БИ	"Токовые цепи НДЗШ-1 сек.1ГТ"	100	Нормально вставлена "Рабочая" крышка. При переводе 1ГТ на 2 сек. - "холостая" крышка
31БИ	"Токовые цепи НДЗШ-1сек. 3ГТ"	100	Нормально вставлена "рабочая" крышка. При переводе 3ГТ на 4 сек. – "холостая" крышка.
123Б И	"Токовые цепи НДЗШ 1 и 2 сек. ШСВ-12"	100	Нормально вставлена "рабочая" крышка.
121Б И	"Токовые цепи НДЗШ 1 сек. ОВ-12"	100	Нормально крышка БИ вынута. При замене ВВ-1ГТ(2ГТ, 3ГТ) обходным на 1 сек. – вставить "рабочую" крышку. На 2 сек. – "холостая"
21БИ	"Токовые цепи НДЗШ 1 сек. 2ГТ"	100	Нормально вставлена "холостая" крышка. При переводе 2ГТ на 1 сек. – "рабочая" крышка.
НДЗШ – 2 секции			
21Н	"1ст.ТЗ НДЗШ 2 секции"	101	Нормально замкнута (положение откл.)
22Н	"2ст.ТЗ НДЗШ 2 секции"	101	Нормально замкнута.
23Н	"1ст.земляной защиты НДЗШ 2 сек."	101	Нормально замкнута
24Н	"2ст.земляной защиты НДЗШ 2 сек."	101	Нормально замкнута
26Н	Откл.СВ-24 от НДЗШ-2 с.	91	Нормально замкнута

25Н	"Откл.ШСВ-13 от НДЗШ 1 и 3 сек. СВ- 13"	100	Нормально замкнута
131Б И	"Токовые цепи НДЗШ- 2 сек. ОВ-12"	101	Нормально вставлена "Рабочая" крышка.
122Б И	"Токовые цепи НДЗШ- 2сек. 1ГТ"	101	Нормально крышка БИ вынута. При замене ВВ-1ГТ (2ГТ,3ГТ) обходным на 2 сек. вставить "рабочую" крышку. На 1 сек. –"холостую" крышку
12БИ	"Токовые цепи НДЗШ- 2 сек. 2ГТ"	101	Нормально вставлена "холостая" крышка. При переводе 1ГТ на 2 сек. – "рабочая" крышка.
22БИ	"Токовые цепи НДЗШ- 2 сек. 3ГТ"	101	Нормально вставлена "рабочая" крышка. При переводе 2ГТ на 1 сек. – "холостая" крышка.
32БИ	"Токовые цепи НДЗШ 1 сек. 2ГТ"	101	Нормально вставлена "холостая" крышка. При переводе 3ГТ на 2 сек. – "рабочая" крышка.

Заключение

Мероприятия направленные на модернизацию ОРУ 110 кВ Самарского филиала ПАО "Т Плюс" ТЭЦ ВАЗа с внедрением нового оборудования проводится с целью предотвращения нарушения технологических процессов, простоя рабочих, недоиспользования оборудования.

Ущерб от этих событий зачастую оказывается дороже, чем модернизация.

В данной работе был проведен анализ технического состояния открытого распределительного устройства ТЭЦ ВАЗа, произведен расчет токов короткого замыкания. Вследствие этого был сделан вывод о целесообразности возможной замены морально устаревшего и изношенного оборудования: воздушных выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения, трансформаторов тока.

Предложен альтернативный вариант замены оборудования ОРУ. Проведен анализ технического состояния ОРУ 110 кВ, выбрано и принято к установке новое оборудование.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. – М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2008.
2. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. – М. : Высш. шк., 2007.
3. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов / Ю.Н. Балаков. – М. : Издательский дом МЭИ, 2006.
4. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.-метод. пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2007.
5. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник; В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / В.Г. Герасимов. – М. : издательство МЭИ, 2002.
6. Григорьев, В.И. Справочник энергетика: учебник / В.И. Григорьев. – М.: Колос, 2006.
7. Гуревич, Ю.Э. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Э. Гуревич, К.В. Кабиков. – М. : Торус Пресс, 2005.
8. Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М. : Энергоатомиздат, 2005.
9. Лопухова, Т.В. Методические указания к расчетному заданию по курсу «Изоляция и перенапряжения на электрических станциях и подстанциях» / Т.В. Лопухова. – Казань: Каз. гос. энерг. ун-т, 2003 г.
10. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006.
11. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. – М. : Изд. центр «Академия», 2004.

12. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – Санкт-Петербург: ПЭИПК, 1999г.
13. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н.
14. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в системах электроснабжения / В.В. Сенько. – Тольятти : ТГУ, 2007.
15. Смышляева, Е.Г. Экономика энергетики: методические указания к выполнению экономического раздела дипломного проекта / Е.Г. Смышляева. – Тольятти : ТГУ, 2008.
16. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти : ТГУ, 2007.
17. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцев. – М. : Форум: Инфра-М, 2007.
18. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцев. – М. : Форум: Инфра-М, 2006.
19. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. – М. : МЭИ, 2002.
20. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
21. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
22. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.

23. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 c.

24. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 c.