

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 «Реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ
Автозаводского района г. Тольятти»

Студент(ка)

Я.Н. Лазаревский

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.И. Платов

(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

Выпускная квалификационная работа бакалавров включает в себя реконструкцию электрической части трансформаторной подстанции 110/6 кВ Автозаводского района г. Тольятти «Водозабор».

Основными задачами проекта являются расчет токов короткого замыкания на стороне высшего и низшего напряжения подстанции; выбор высоковольтного оборудования распределительных устройств высокого и низшего напряжения подстанции; расчет трансформаторов собственных нужд; выбор микропроцессорной релейной защиты и автоматики.

Выпускная квалификационная работа бакалавров состоит из пояснительной записки объемом 53 листа, 14 таблиц, 14 рисунков, и шести чертежей формата А1

Содержание

Введение.....	6
1 Анализ объекта реконструкции.....	8
2 Расчет токов КЗ	13
3 Выбор электрической схемы подстанции.....	17
4 Выбор высоковольтного оборудования подстанции	19
5 Собственные нужды подстанции «Водозабор».....	39
6 Выбор релейной защиты и автоматики.....	41
7 Коммерческий учет электроэнергии на подстанции	46
Заключение.....	50
Список использованных источников.....	51

Введение

Электроэнергетика государства является основным фактором в развитие других немаловажных отраслей: экономика, промышленность и т.д.

На данный момент в энергетике страны износ электрической части фондов подстанций и электростанций составляет 60-65%. Установленное отечественное оборудование, составляющее техническую основу электроэнергетики – морально и физически устарело.

Физический износ – это устаревание основных фондов в результате эксплуатации и влияния неблагоприятных условий, таких как: снегопад, коммутационные перенапряжения и т.д.

Моральный износ – это устаревание фондов в результате научного прогресса в сфере изобретения электротехнического оборудования.

Износ элементов электроэнергетических систем в России в среднем составляет 59%: элементы подстанций – 65%, ЛЭП - 35%.

Следовательно, замена устаревшего электрооборудования на новое, способное обеспечить современные требования надежность в рамках электроснабжения потребителей, с минимальными эксплуатационными затратами.

Целью данной работы является повышение эффективности электроснабжения потребителей ООО «АВТОГРАД-ВОДОКАНАЛ».

Объектом дипломного проектирования является трансформаторная подстанция 110/6 кВ «Водозабор» ООО «АВК». Необходимость реконструкции связана с тем что, установленное электрооборудование на подстанции «Водозабор» морально и физически устарело. Реконструкция понизительной подстанции позволит повысить надежность электроснабжения городских потребителей, а так же снизить потери электроэнергии и как следствие затраты на эксплуатацию, что в настоящее время является весьма актуальным.

Основными задачи проекта являются:

- Анализ установленного высоковольтного оборудования на подстанции «Водозабор»;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Комплексная замена электрооборудования в распределительных устройствах 110 кВ и 6 кВ;
- Установка современных средств микропроцессорной релейной защиты и автоматики.

При разработке проекта реконструкции подстанции планируется использовать нормативные документы, положения о технической политике ПАО «Россети», и т.д.

1 Анализ объекта реконструкции

Трансформаторные понизительные подстанции являются важным звеном городских электроэнергетических систем. Основная задача городских трансформаторных подстанций является надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей.

1.1 Общие сведения об объекте реконструкции

Действующая трансформаторная подстанция 110/6 кВ «Водозабор» располагается в Автозаводском районе г. Тольятти. Подстанция находится на балансе ООО «АВТОГРАД-ВОДОКАНАЛ». До вывода непрофильных активов с ОАО «АВТОВАЗ», данная подстанция эксплуатировалась и находилась на балансе ОАО «АВТОВАЗ».

Трансформаторная подстанция осуществляет питание городских потребителей II и III категории по надёжности электроснабжения по кабельным и воздушным линиям 6 кВ. Подстанция «Водозабор» питает ТП-6-10/0,4 кВ и электродвигатели насосов и производственного оборудования, предназначенного для подъема, очистки сырой и питьевой воды крупных потребителей. Подстанция «Водозабор» является основным источником питания следующих потребителей г. Тольятти: насосные станции Автозаводского района, база отдыха «Алые паруса», дачные поселки: Уют-2, Уют-1, Русское поле и множество других потребителей.

Согласно возможным электрическим схемам присоединения подстанций, ПС «Водозабор» является подстанцией конечного типа. Питание ПС осуществляется по 2-м воздушным линиям электропередач 110 кВ «ВДН-2» (яч.3 ПАО «Т Плюс» - ТЭЦ ВАЗа) и «ВДН-1» (яч.14, ПАО «Т Плюс» - ТоТЭЦ). Схема питания подстанция представлена на рисунке 1.

ПС «Водозабор» выполнена, как главная понизительная подстанция (ГПП) с открытым распределительным устройством (ОРУ) 110 кВ.

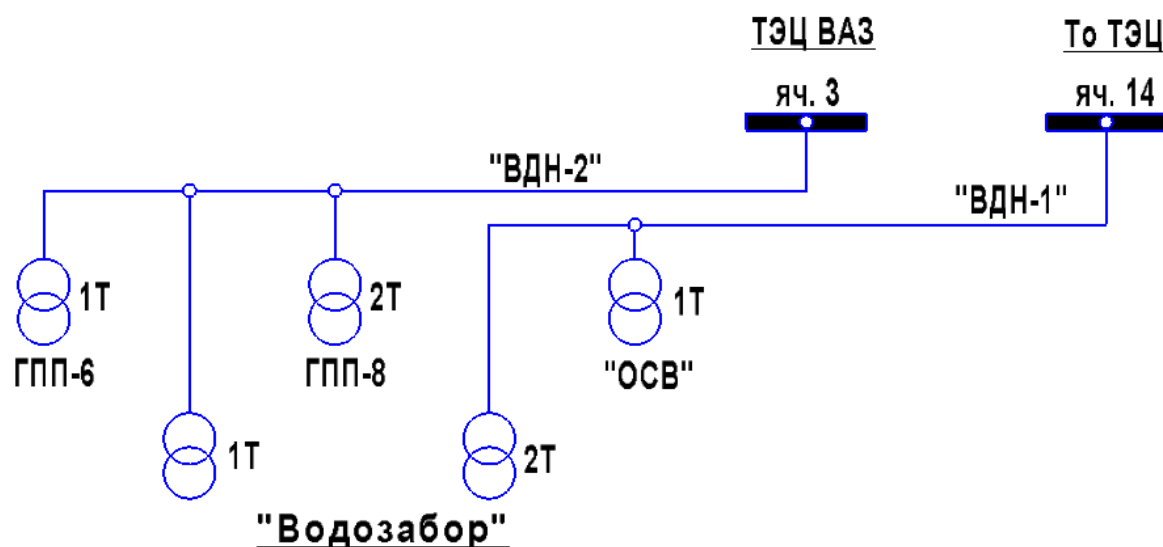


Рисунок 1 – Схема питания подстанции

Площадь реконструируемого объекта составляет в ограде $96,3 \times 60,2$ м или 5797 м^2 . На территории подстанции отсутствует постоянный обслуживающий персонал. Обслуживание электрооборудования производится с помощью оперативно-выездных бригад. Оперативные действия проводятся ежедневно с 8 – 17 ч.

Самые высокие абсолютные температуры ($+40,2 \text{ }^\circ\text{C}$ в 2010 г.) наблюдаются в июле, а самые низкие ($-43 \text{ }^\circ\text{C}$ в 1974 г.) – в январе. Среднегодовая температура воздуха составляет $+4,9 \text{ }^\circ\text{C}$. Продолжительность безморозного периода: средняя – 140 дней, наименьшая – 101 день, наибольшая – 176 дней.

1.2 Действующие электрохозяйство на территории подстанции

На реконструируемой подстанции установлены два силовых двухобмоточных трансформатора: Т1 и Т2 типа ТДН – 16000/110 У1 мощностью 16 МВА каждый, с классом напряжения 110/6 кВ.

На текущий момент электрическая схема подстанции выполнена с использованием высоковольтных выключателей и разъединителей. На

территории открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ установлено следующее оборудование:

- разъединители марки РНДЗ-2-110/630 (рисунок 2) с приводом марки ПРН – 220М и РНДЗ-1б-110/630 с приводом марки ПРН – 220М;
- силовые выключатели МКП-110М-1000/630 (рисунок 3) с приводом марки ШПЭ-33;
- разрядники типа РВС-35 кВ в нейтралях силовых трансформаторов.

Выключатели и разъединители морально и физически устарели, вследствие этого их необходимо заменить на современные аналоги. Также необходимо произвести замену комплектного распределительного устройства 6 кВ на новое. На данный момент ячейки КРУ типа КВЗ-6-13 располагаются на территории ЗРУ-6 кВ с масляными выключателями типа ВМ-6 кВ.

Распределительное устройство 6 кВ имеет две секции шин. Первая и секция шин подключена к трансформатору №1 (Т-1), вторая секция шин подключена к трансформатору №2 (Т-2). Секции шин соединены между собой секционными выключателями. Секционирование 1 секции сборных шин со 2 секцией осуществляется кабельной линией. Данная схема надежно обеспечивает бесперебойное электроснабжение городских потребителей при выводе оборудования в плановый ремонт и при аварийных режимах.

Релейную защиту установленную на подстанции необходимо заменить на микропроцессорную защиту, т.к. данная защита, морально устарела и не обеспечивает достаточную надежность электроснабжения потребителей в настоящее время.

Силовые трансформаторы марки ТДН – 16 МВА на данный момент работают в номинальном режиме с коэффициентом загрузки ниже 0,65 во время зимнего максимума. В следствии этого силовые трансформаторы не перегружаются, и находятся в хорошем состоянии, соответственно замена установленных трансформаторов не целесообразна, т.к. замена приведёт к дополнительным не обоснованным затратам при реконструкции.



Рисунок 2 – Разъединитель марки
РНДЗ-2-110/630

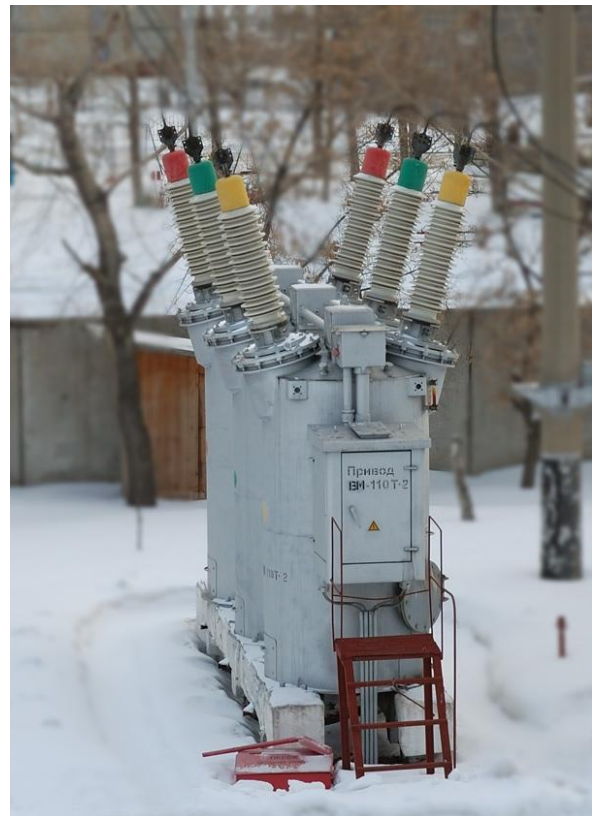


Рисунок 3 – Выключатель
МКП-110М-1000/630

Электрическая схема городской подстанции нуждается в реконструкции, т.к. не отвечает современным требованиям надежности.

Электрическая схема городской подстанции «Водозабор» до реконструкции приведена на рисунке 4.

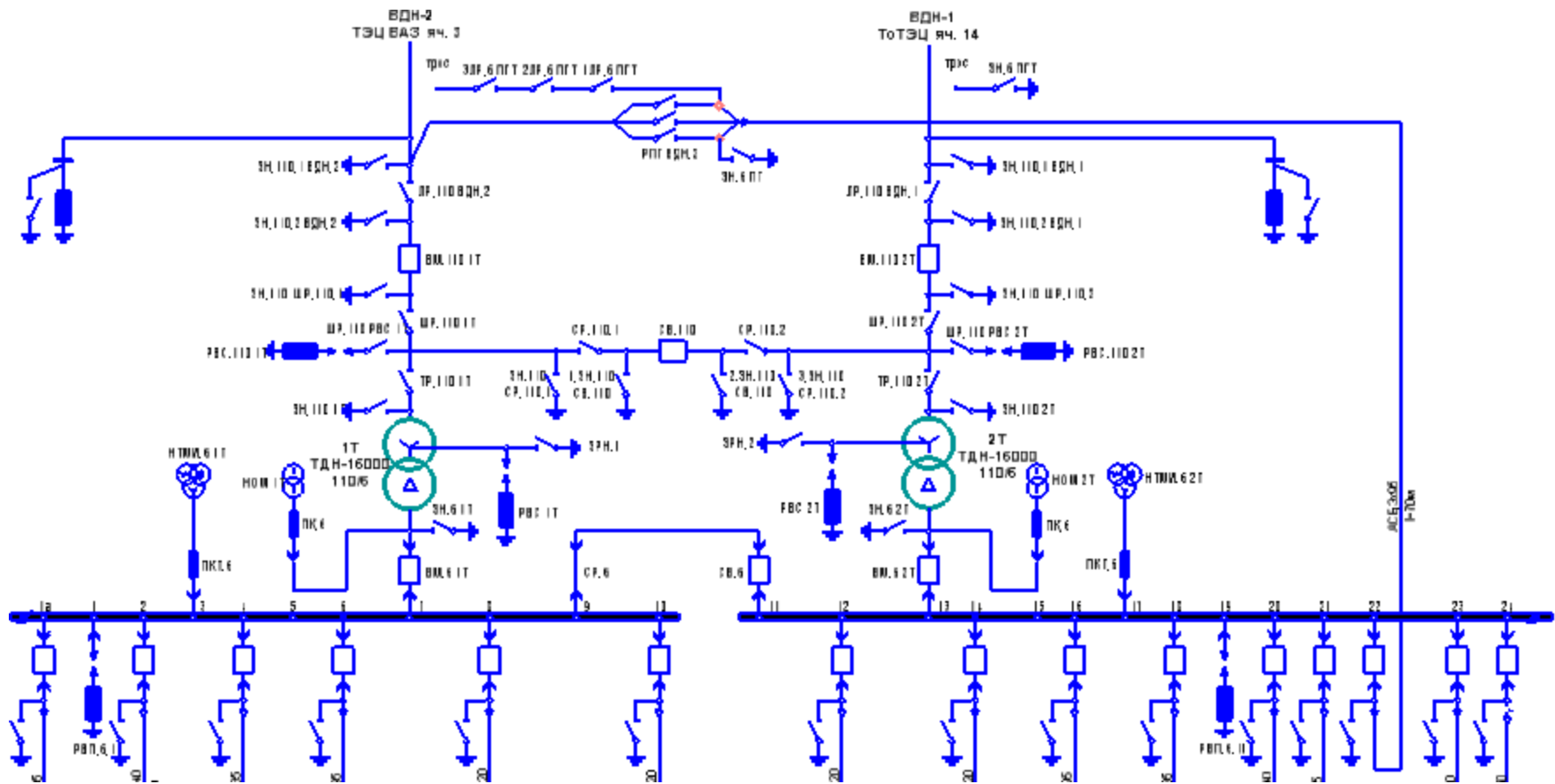


Рисунок 4 – Электрическая схема подстанции 110/6 кВ «Водозабор» до реконструкции

2 Расчет токов КЗ

Расчет ТКЗ при проектировании подстанции прежде всего нужен для выбора высоковольтного оборудования, токоведущих частей, заземляющих устройств, разрядников, средств релейной защиты и т.д. Расчет токов КЗ позволяет производить проверку выбранного высоковольтного оборудования на термическую и электродинамическую стойкости, а также определять параметры срабатывания, чувствительности и селективности действий устройств релейной защиты.

На первоначальном этапе определения токов КЗ необходимо составить расчетную схему и схему замещения расчетной схемы. На рисунке 5.а представлена расчётная схема, а на рисунке 5.б схема замещения для определения значений токов короткого замыкания.

На следующем этапе после составления расчетной схемы (рисунок 5.а) определяются расчетные точки, для которых следует определить значения токов КЗ. Эти точки называются расчетными точками короткого замыкания. Для определения числа и мест точек КЗ, необходимо определиться какое электрооборудование расчетной схемы подлежит проверке на устойчивость от действия токов КЗ, т.е. расчетные точки КЗ выбираются так, чтобы по выбираемому оборудованию протекал наибольший ток КЗ.

Согласно выше сказанному и основным задачам дипломного проектирования точка К1 выбирается на шинах ОРУ-110 кВ для проверки коммутационного оборудования, а точка К2 выбирается на системе сборных шин 6 кВ (ЗРУ).

Для расчёта трёхфазного тока короткого замыкания составляем расчётную схему и схему замещения (рисунок 5).

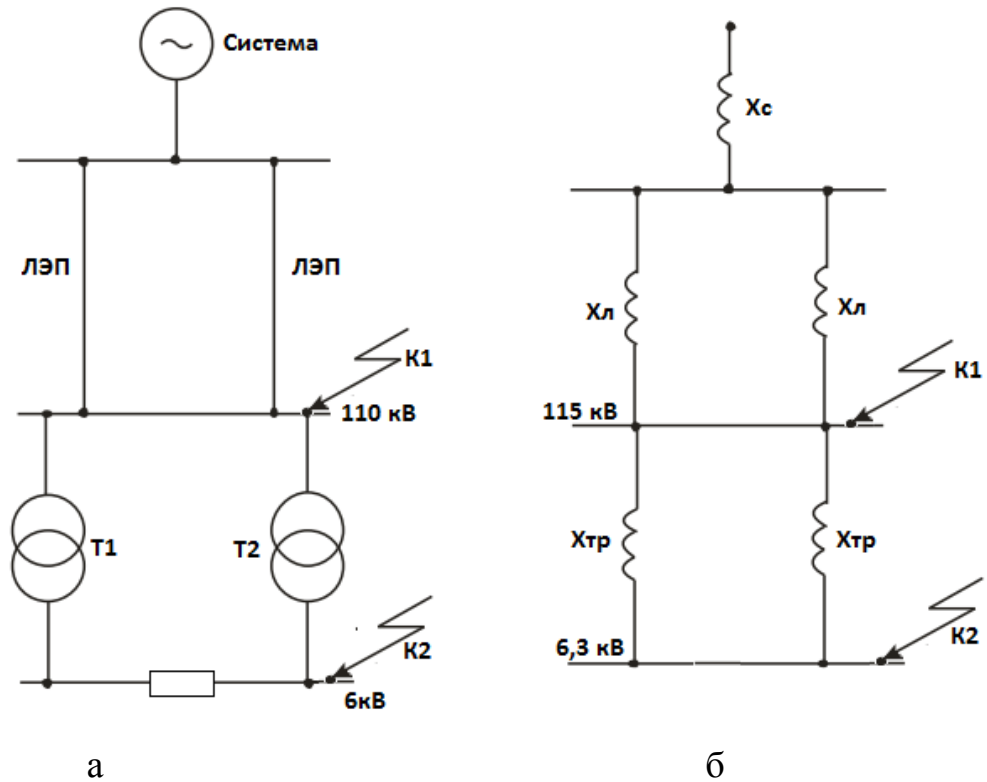


Рисунок 5 – Расчет ТКЗ: а) схема-расчетная; б) схема-замещения

Расчет токов КЗ необходимо выполнять с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

2.1 Расчет ТКЗ в точках К1 и К2

Расчет сопротивлений элементов схемы замещения прямой последовательности. При расчете принимаем базисную мощность: $S_6 = 1000 \text{ MVA}$.

$$U_6 = 115 \text{ кВ},$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$U_{6Н} = 115 \cdot \frac{6,3}{115} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$I_{6Н} = 5,02 \cdot \frac{115}{6,3} = 91,63 \text{ кА}.$$

Сопротивление системы:

$$x_{c,\delta} = \frac{S_{\delta}}{S_{кз}} = \frac{1000}{2570} = 0,39.$$

Сопротивление ВЛ – 110 кВ «ВДН-2» АС-120мм², L=5.07 км с тросом.
Удельное сопротивление ВЛ принимается: $X_{0,уд} = 0,4 Ом / км$.

$$X_{\delta,л} = X_{0,уд} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,4 \cdot 5,07 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,153.$$

Сопротивление силового трансформатора ТДН-16000/110/6:

$$X_{\delta T} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном T}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56.$$

Расчёт токов КЗ в точке К1:

$$\sum X_{к1,\delta} = X_{c\delta} + X_{l\delta} = 0,39 + 0,153 = 0,543;$$

$$I_{кз}^3 = \frac{E}{X_{к1,\delta}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0,543} \cdot 5,02 = 9,24 кА;$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^3 \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,24 \cdot 1,9 = 24,59 кА.$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент тока короткого замыкания, выбирается по справочной литературе.

Расчёт токов КЗ в точке К2:

$$\sum X_{к2\delta} = \sum X_{l\delta} + X_e + X_c = 0,39 + 0,153 + 6,56 = 7,1;$$

$$I_{кз}^3 = \frac{1}{7,1} \cdot 91,6 = 12,9 кА;$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^3 \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 12,9 \cdot 1,9 = 34,3 кА.$$

Полученные расчетные данные для трехфазного короткого замыкания сносим в таблицу 1.

Таблица 1 – Данные расчетов к.з.

Точки К.З.	I_k , кА	$i_{уд}$, кА
$I_{K1}^{(3)}$	9,24	24,59
$I_{K2}^{(3)}$	12,9	34,3

3 Выбор электрической схемы подстанции

Выбор и обоснование электрических схем распределительных устройств при модернизации подстанции должен основываться на следующих требованиях:

1. Надежность электроснабжения всех потребителей понизительной подстанции.
2. Простота в эксплуатации, т.е. использование более простых электрических схем.
3. Возможность «быстрой адаптации» электрической схемы к любым режимам работы (аварийный, ремонтный, испытания) электроустановки.
4. Компактность электрической схемы.
5. Экологическая безопасность используемой схемы.
6. Высокие технико-экономические показатели.
7. Автоматическое управление подстанцией.

Главная схема электрических соединений подстанции выбирается с использованием типовых схем РУ 35—750 кВ, нашедших широкое применение при проектировании.

При реконструкции понизительной подстанции размещение подстанции останется неизменным, т.е. подстанция будет располагаться на той же площадке.

Данная подстанция относится к подстанциям транзитного типа. Для таких подстанций можно использовать электрические схемы: «110–5Н» и «110-5АН», согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 ОАО «ФСК ЕЭС»

Предлагается взамен действующей электрической схемы ПС 110/6 «Водозабор» выбрать двухтрансформаторную схему подстанции (рисунок 6) с выключателями и неавтоматической перемычкой состоящей из двух разъединителей. Выбранная схема обеспечит надёжность электроснабжения потребителей 1-й категории.

Согласно (СТО 56947007-29.240.30.010-2008) ОРУ – 110 кВ выполняем

по схеме 110-5АН (типовой номер) «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Главное достоинство выбранной схемы является, сохранение транзита мощности при повреждении в трансформаторе.

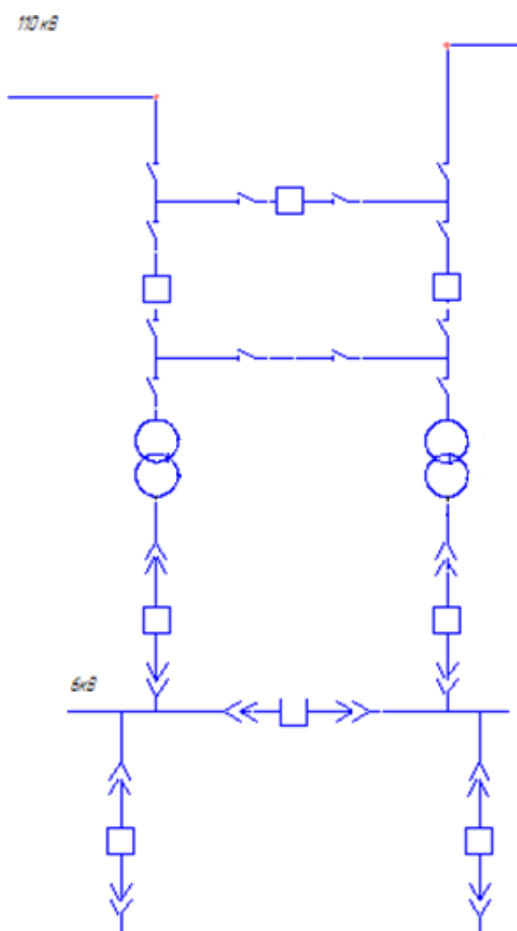


Рисунок 6 – Внешний вид типовой схемы 110-5АН

Распределительное устройство 6 кВ будет располагаться в здании – ЗРУ. Само распределительное устройство, как и прежде предлагается выполнять в виде комплекта – распределительных устройств (КРУ) с выкатными элементами, для безопасной эксплуатации электроустановки.

Электрическая схема РУ 6 кВ останется без изменений, т.е. РУ-6 кВ будет состоять из одной системы сборных шин с секционным выключателем.

4 Выбор высоковольтного оборудования подстанции

Выбор высоковольтного оборудования на этапе проектирования или реконструкции начинается с определения расчетных условий: рабочие токи, ТКЗ и т.д.

Все электрооборудование должно проверяться на термическую и динамическую устойчивость к реальным (расчетным) токам КЗ.

4.1 Выбор оборудования ОРУ – 110 кВ

Номинальный ток (рабочий) при нормальных условиях эксплуатации:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,42 \text{ A}.$$

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{p.\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,59 \text{ A},$$

где $S_{T.\text{ном}}$ – мощность установленного трансформатора; U_H – номинальное напряжение.

4.1.1 Выбор выключателей 110 кВ

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

В 70-е годы широко использовались масляные и воздушные высоковольтные выключатели которые имеют свои преимущества, и свои существенные недостатки. Основными недостатками выключателей данных типов являются свойства сред, используемых в этих аппаратах для изоляции и гашения дуги. Применение воздушных выключателей связано с

необходимостью производства, кондиционирования и хранения сжатого воздуха, т.е. появляется необходимость использования компрессорных установок на территории подстанции, что в свою очередь приводит к увеличению собственных нужд подстанции.

Согласно нормативным документам ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Россети» при реконструкциях и технических перевооружениях понизительных подстанций в ОРУ 110 – 220 кВ из – за отсутствия каких-либо альтернативных вариантов предлагается применять элегазовые выключатели.

Исходя из выше сказанного, при реконструкции открытого распределительного устройства 110 кВ выбор был сделан в пользу элегазовых выключателей.

К установке на ОРУ 110 кВ подстанции «Водозабор» принимается элегазовый выключатель марки ВГТ-110П* - 31,5/3150 ХЛ1 2500А (рисунок 7) компании ОАО «Уралэлектротяжмаш – Уралгидромаш» г. Сысерть. Паспортные данные выбранного выключателя приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики выключателя

Наименование параметра	ВГТ-110-31,5/2500
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	2500
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Собственное время отключения, с.	0,035
Полное время отключения, сек.	0,005
Собственное время включения, с.	0,068
Срок службы, лет	30
Гарантийный срок, лет	3,5

Данный выключатель предназначен для эксплуатации в следующих условиях:

– нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет: для климатического исполнения У1* – минус 40°С, для исполнения ХЛ1* - минус 55°С;

– гололед до 20 мм.

Согласно выше сказанному на территории подстанции возможна установка выключателей данного типа.



Рисунок 7 –Элегазовый выключатель ВГТ-110-31,5/2500

Необходимо проверить выбранный выключатель типа ВГТ-110- 31,5/2500 ХЛ1 на возможность установки на ОРУ 110 кВ подстанции «Водозабор». Проверку выключателей необходимо производить по следующим параметрам:

1) проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сетном};$$

$$U_{ном} = 110кВ;$$

$$U_{сетном} = 110кВ;$$

$$110кВ = 110кВ.$$

2) проверка по длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{max};$$

$$I_{max} = 112,6A;$$

$$I_{ном} = 2500A;$$

$$2500A \geq 112,6A.$$

Установленное оборудование, подлежащее замене, рассчитано на рабочие токи 600А. В последнее время в мире и России идет тенденция к увеличению электропотребления, следовательно, новое оборудование должно отвечать этим тенденциям. В связи с этим выбраны выключатели с рабочими токами 3150А.

3) проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{откл.ном} \geq I_{н\tau};$$

$$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА};$$

$$I_{н\tau} = 9,24 \text{ кА};$$

$$31,5\text{кА} \geq 6,3\text{кА}.$$

4) проверка возможности отключать апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{a.ном} \geq i_{a\tau};$$

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot 31,5 / 100 = 20,04;$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н\tau} \cdot e^{-\tau/T_a};$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 9240 \cdot e^{-0,054/0,05} = 4437,6 \text{ A};$$

$$\tau = 0,01 + t_{c.в.};$$

$$\tau = 0,01 + 0,044 = 0,054 \text{ с};$$

$$20,04 \geq 4,44,$$

5) включающая способность:

$$I_{дин} \geq I_{n0},$$

$$I_{дин} = 31,5 \text{ кА},$$

$$I_{n0} = 6,3 \text{ кА},$$

$$31,5 \geq 9,24.$$

б) проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{пр.скв} \geq I_{n0},$$

$$81 \geq 24,59,$$

7) проверка на термическую стойкость

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k;$$

$$B_k = I_{n.0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a);$$

$$B_k = 9,24^2 \cdot (0,054 + 0,05) = 8,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$2976,7 \geq 8,87.$$

Из произведенных расчетов и анализа окружающей среды подстанции, сделан вывод о возможности установки элегазового выключателя марки ВГТ-110П* - 31,5/2500 ХЛ1 на ОРУ 110 кВ ПС «Водозабор», так как технические параметры выключателя удовлетворяют всем условиям проверки согласно ГОСТ 687 – 78.

4.1.2 Выбор разъединителя

К установке на ОРУ 110 кВ городской подстанции «Водозабор» предлагается следующий тип трёхполюсного разъединителя с

электродвигательным приводом и изоляторами из полимерных материалов типа РГП-СЭЩ-з2-II-110/1250 ХЛ1 (рисунок 8).

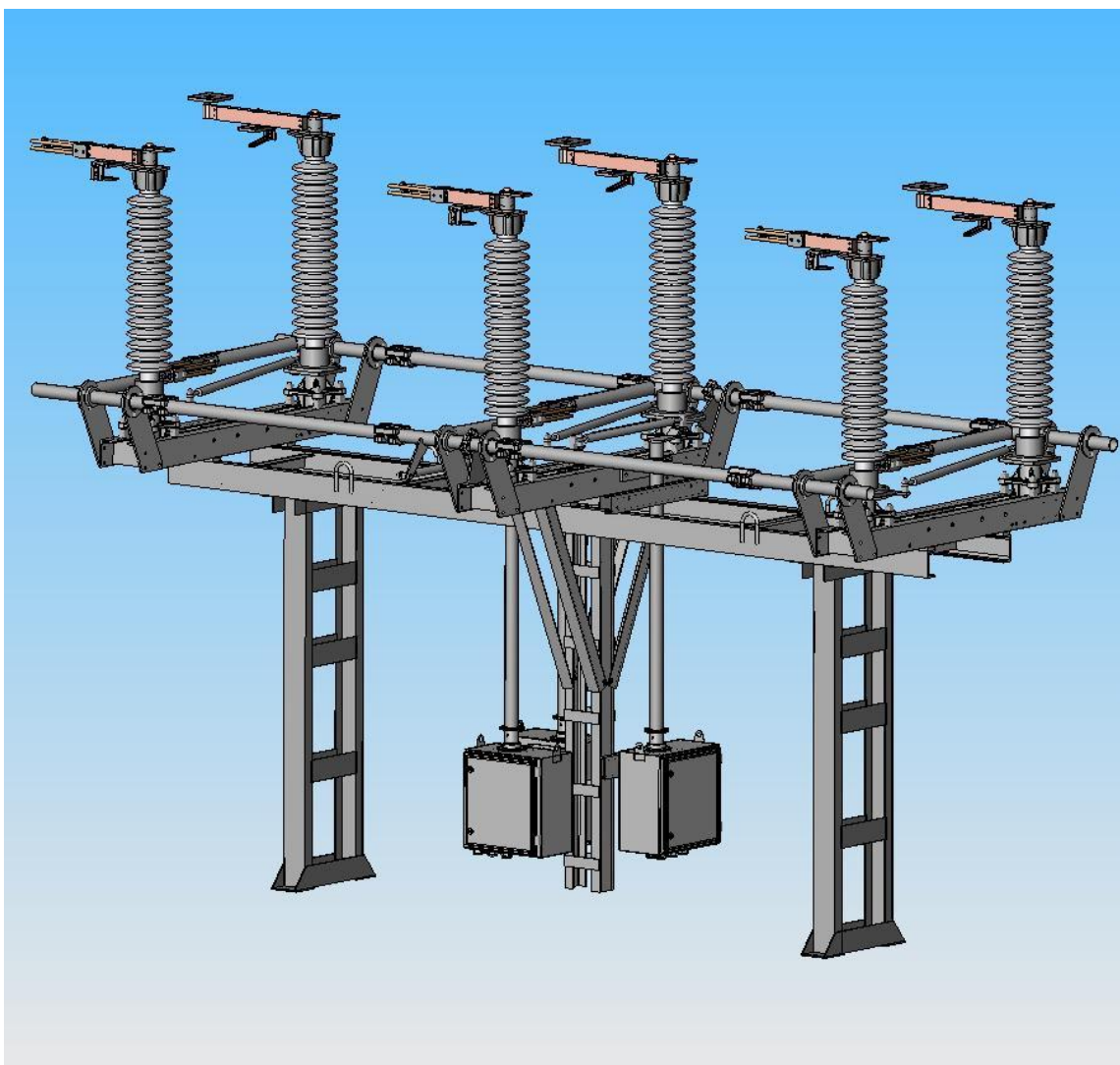


Рисунок 8 – Разъединитель РГП-СЭЩ-з2-II-110/1250 ХЛ1

Разъединитель трехполюсный РГП-СЭЩ-з2-II-110/1250 ХЛ1, 1250 А, 40кА, с ручными приводами заземляющих ножей ПР-П-СЭЩ-8-90 ХЛ1 и электродвигательным приводом главного ножа ПДС-СЭЩ-01-02 ХЛ1, производится: ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ – Самара», г. Самара.

Технические характеристики разъединителя РГП-СЭЩ-з2-II-110/1250 ХЛ1 представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики разъединителя

Наименование параметра	РГП-СЭЩ-110 кВ
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	1250
Ток термической стойкости, кА	40
Ток эл.динамической стойкости, кА	100
Цена, руб.	245 000

Конструкцией этого 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.

Необходимо произвести проверку выбранного разъединителя РГП СЭЩ 110 кВ на возможность установки на ОРУ 110 кВ:

- 1) проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$$

$$110кВ = 110кВ$$

- 2) проверка по длительному току:

Выбираем к установке разъединители с рабочим током 1250А.

- 3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{yd};$$

$$i_{дин} = 100кА;$$

$$i_{yd} \geq 24,59кА;$$

$$100кА \geq 24,59кА,$$

4) проверка на термическую стойкость

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

$$B_k = 9,24^2 \cdot (0,054 + 0,05) = 8,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 8,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сравнивая расчётные и каталожные данные, видим, что разъединитель РГП-СЭЩ-110 кВ выбран верно, так как основные технические параметры разъединителя удовлетворяют всем условиям проверки.

4.1.3 Выбор трансформаторов тока

На территории ОРУ 110 кВ ПС «Водозабор» согласно ряду положений трансформаторы тока должны устанавливаться, как перед высоковольтными выключателями, так и встраиваться в вводы силовых трансформаторов.

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов реле (1 или 5 А), а также для «отделения» цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

К установке на ОРУ 110 кВ предлагаются следующие типы трансформаторов тока:

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

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 4.

Согласно данным приведенным в таблице 4, выбор сделан в пользу трансформатора тока типа ТОЛ-110 УХЛ1, так как данный вид трансформатора

тока обладает необходимыми техническими характеристиками и дешевле своего конкурента.

Литые трансформаторы тока по сравнению с элегазовыми аналогами имеют ряд преимуществ:

- Минимум обслуживания в ходе эксплуатации;
- ТОЛ-110 пригоден для эксплуатации в районах со II и III степенью загрязнения по ГОСТ 9920-89;

– Трансформаторы тока с литой изоляцией имеют значительно меньше габаритные размеры по сравнению с элегазовыми трансформаторами тока.

Таблица 4 – 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	1000	1000
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальный вторичный ток	5	5
Число вторичных обмоток	3	3
Номинальная нагрузка вторичной обмотки при $\cos\varphi=0,8$; ВА:	30	30
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	50	60
Ток электродинамической стойкости, кА	120	153
Класс точности	0,5	0,5
Цена, руб.	160000	145 000

Проверка выбранного трансформатора тока на первом этапе сводится в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчёт трансформатора тока 110 кВ

Расчётные данные	ТОЛ-110 УХЛ1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 112,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$i_{y0} = 24,59 \text{ кА}$	$I_{дин} = 153 \text{ кА}$
$B_k = 8,87 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_k = 1080 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Контроль за работой двухобмоточного трансформатора должны вести с помощью следующего комплекта приборов: амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной и реактивной энергии. В процессе реконструкции электрохозяйства предлагается установить трехфазные счетчики «Евро Альфа» типа ЕА02 (рисунок 9). Данные счетчики позволяют произвести полную замену приведенного ранее комплекта прибора, так как они позволяют отслеживать все необходимые параметры электроустановки: ток, напряжения, активную и реактивную мощности и т.д. Стоит отметить, что выбранные счетчики подключаются через трансформаторы тока и напряжения. Потребляемая мощность одного счетчика составляет 4 ВА. Размещение счетчиков «Евроальфа» на стороне 110 кВ позволит реализовать систему коммерческого учета электроэнергии на городской подстанции «Водозабор».

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Для ТОЛ- 110 кВ в классе 0,5: $Z_{2ном} = 2 \text{ Ом.}$

Допустимое сопротивление провода:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k;$$

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,16 - 0,1 = 1,74 \text{ Ом.}$$



Рисунок 9 – Счетчик «Евроальфа» типа EA02

Для подстанции применяется кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого составляет 50 м, трансформаторы тока соединены в неполную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$, тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}};$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 50)}{1,75} = 1,39 \text{ мм.}$$

Принимаем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

$$r_{\text{пров}} = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 50)}{2,5} = 0,979 \text{ Ом.}$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,16 + 1,39 + 0,1 = 1,65 \text{ Ом.}$$

Из произведенных расчетов можно сделать вывод о возможности установки трансформатора тока марки ТОЛ-110 УХЛ1 на открытом распределительном устройстве 110 кВ подстанции «Водозабор», так как технические параметры трансформатора тока удовлетворяют всем условиям проверки.

Также для установки принимается трансформатор тока типа ТВТ – 300/5 встраиваемый в высоковольтные вводы трансформатора со стороны 110 кВ. Завод изготовитель данного трансформатора тока является ООО ТД «Автоматика» г. Смоленск.

4.1.5 Выбор ОПН-110 кВ

Как отмечалось ранее в настоящее время для защиты оборудования от перенапряжений на территории подстанции установлены ОПН-110 кВ. Данное оборудование является относительно новым, находится в хорошем состоянии. На основании визуального осмотра данного ограничителя перенапряжения замена его не целесообразна. Стоит также отметить, что в нейтрали силового трансформатора установлены вентильные разрядники типа РВС-35. Данные разрядники устарели и требуют замены. К установке в нейтрали силового трансформатора принимаются ОПН типа ОПН- 35/550/37-10-Ш(IV)-УХЛ1 компании «Альфа - Энергетика» г.Москва.

4.2 Выбор оборудования на стороне 6 кВ

Для напряжения 6 кВ на территории понизительных подстанция в настоящее время наибольшее распространение получили комплектные распределительные устройства (КРУ) с вакуумными выключателями.

Распределительное устройство, собранное из стандартизированных ячеек собранных на промышленных предприятиях называется комплектным распределительным устройством. В шкафах КРУ элементы вторичных цепей (приборы учета, средства РЗиА и т.д.) выполняются с помощью проводов в

твёрдой изоляции, а элементы от 1 кВ и выше выполняются проводниками с воздушной изоляцией (шины с изоляторами).

Каждая ячейка КРУ разделяется на четыре отсека: 3 высоковольтных – кабельный отсек (ввода), отсек выключателя и отсек сборных шин и 1 низковольтный – шкаф вторичных цепей.

В шкафу вторичных цепей находится низковольтное оборудование: устройства РЗиА, переключатели, рубильники. На двери шкафа вторичных цепей, располагаются устройства учёта, приборы измерения электроэнергии, элементы управления.

В отсеке выключателя располагается высоковольтный выключатель или другое оборудование (разъединительные контакты, предохранители, трансформаторы напряжения). В КРУ данное оборудование размещается на выкатной платформе.

В отсеке сборных шин располагаются силовые шины, соединяющие шкафы секции РУ.

Отсек ввода служит для размещения кабельных муфт, измерительных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ограничителей перенапряжения.

Предприятия изготавливают ячейки комплектных распределительных устройств разного назначения, которые классифицируются следующим образом:

- по функциональному назначению – вводные, линейные, собственных нужд, трансформаторов напряжения и т.д.;
- по типу вводных и отходящих линий – для воздушных или кабельных линий;
- по назначению – общего назначения, для специальных электроустановок и т.д.
- по типу исполнению – для одиночного применения или для размещения в сборке КРУ;

- по типу установки – для размещения внутри помещений и для наружного применения (КРУН);

- по величине номинального тока.

Для отличия ячеек КРУ одного типа и марки, но предназначенные для разного функционального назначения предприятия изготавливающие ячейки КРУ для удобства присваивают им каталожные номера.

Номинальный ток (рабочий) при нормальных условиях эксплуатации:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1468 \text{ A}.$$

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{p.\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2055,2 \text{ A},$$

где $S_{T.\text{ном}}$ – мощность установленного трансформатора; U_H – номинальное напряжение.

Для напряжения 6 кВ на территории городских подстанций наибольшее распространение получили комплектные распределительные устройства (КРУ) с вакуумными выключателями.

К установке в распределительном устройстве (ЗРУ) 6 кВ принимается комплектно-распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-70Т (рисунок 10). Заводом изготовителем шкафов КРУ-СЭЩ-70Т является компания ЗАО «Группа компаний Электрощит» (г. Самара).

КРУ-СЭЩ-70Т исполняются с вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10(6)-20/1000 У2 или ВВУ-СЭЩ-10(6) с применением микропроцессорной релейной защиты типов УЗА-10А.2, RZA-33, Орион, Сириус, ТЭМП, MiCOM, БИМ, SEPAM 1000+.



Рисунок 10 – Ячейки КРУ типа КРУ-СЭЩ-70Т

Основные технические характеристики выбранных ячеек КРУ типа КРУ-СЭЩ-70Т представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Паспортные данные КРУ типа КРУ-СЭЩ-70Т

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6;10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12,0
Номинальный ток отходящих фидеров, А	2000; 2500; 3150
Номинальный ток трансформаторов тока, А	50÷1500
Номинальный ток отключения вакуумного выключателя, встроенного в КРУ:	31,5; 40 кА
Электродинамическая стойкость к токам короткого замыкания шин	81 кА
Напряжение вторичных цепей, В	110; 220 В (постоянный ток) 220 В (переменный ток)
Наличие выкатных элементов в шкафах	с выкатными элементами

4.2.1 Выбор выключателя 6 кВ

Выключатели для распределительного устройства 6 кВ выбирается по таким же параметрам, что и выключатель на стороне 110 кВ. К установке принимается вакуумный выключатель марки ВВ/TEL (ПК «Таврида Электрик») (рисунок 11). Вводные и секционные выключатели выбираются с номинальным значением по току 2500 А, т.к. должно выполняться следующее выражение:
 $I_{НОМ.ВЫКЛ}=2500 \text{ А} > I_{P,МАХ}=2052,2 \text{ А}.$



Рисунок 11 – ВВ/TEL-10-40/2500

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 7.

Таблица 7 - Выбор выключателей на стороне 6кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВВ/TEL-10-40/2500
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 2052,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$	$I_{нт} = 12,9 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{н0}$	$I_{н0} = 12,9 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{yд}$	$i_{yд} = 34,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 1,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На следующем этапе необходимо выбрать выключатели на отходящих линиях. Выбираются выключатели типа ВВ/TEL-10-40 с номинальным значением тока 2000 А.

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор выключателей на стороне 6 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВВ/TEL-10-31,5/2000
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 1468 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$	$I_{нт} = 10,32 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{a.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 9,21 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 21,1 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{н0}$	$I_{н0} = 10,32 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{yд}$	$i_{yд} = 27,92 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 1,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 1984,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.2.2 Выбор разъединителя на стороне 6 кВ

В шкафах КРУ также для создания видимого разрыва в электрической сети применяются линейные разъединители. В вводных и секционных шкафах устанавливаются разъединители типа РВР(3)-10/2500У1 с номинальным значением по току 2500 А. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор разъединителя в вводных шкафах КРУ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 2052,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{yд}$	$i_{yд} = 34,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 7,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В шкафах отходящих линий и в шкафах трансформаторов собственных нужд выбираются разъединители типа РВР(З)-10/2000У1. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор разъединителя на отходящих фидерах

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 1468 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{yд}$	$i_{yд} = 34,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 7,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.2.3 Выбор трансформатора тока 10 кВ

Выбираем и проверяем трансформатор тока марки ТОЛ–СЭЩ – 10 (рисунок 12).



Рисунок 12 – Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10

Следует отметить, что данный трансформатор тока имеет три вторичных обмотки: для подключения приборов автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, для

подключения средств релейной защиты и автоматики; для подключения измерительных приборов. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчетные и каталожные данные ТТ ТОЛ-СЭЩ-10 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 2052,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{yд}$	$i_{yд} = 34,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 7,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

При модернизации распределительного устройства 6 кВ предлагается установить трехфазные счетчики «ЕвроАльфа» типа ЕА02. Установка данных счетчиков позволит полностью выстроить систему коммерческого учета электроэнергии на подстанции «Водозабор».

4.2.4 Выбор трансформатора напряжения

К установке принимается трансформатор напряжения марки НАЛИ-СЭЩ-6-3. Выбранный трансформатор напряжения имеет номинальную мощность для присоединения счетчиков: $75 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка трансформатора напряжения

Паспортные данные	Расчетные величины
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{НОМ. \text{ рУ}} = 6 \text{ кВ}$
$S_{ДОП} = 75 \text{ ВА}$	$S_{РАСЧ.2\Sigma} = 34 \text{ ВА}$

Согласно таблице 12, трансформатор напряжения выбран верно.

4.2.5 Выбор предохранителя для защиты ТН

Для защиты трансформаторов напряжения от токов короткого замыкания в ячейках устанавливаются предохранители в количестве трех штук. К

установке принимается предохранители типа ПКТ-VV. Данные предохранители имеет стабильную временную характеристику по току.

Выбранные предохранители выдерживают максимально возможный ток отключения в 50 кА. Проверяем выбранные предохранитель на возможность отключения двухфазного короткого замыкания на шинах 6 кВ:

$$(I_{\text{МИН.ОТКЛ}} = 15) \leq \left(\frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{K_{\text{см}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{К2}}^{(2)}}{K_{\text{см}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{29,8}{1,2} = 21,5 \right).$$

Значение минимального тока короткого замыкания выше тока перегорания вставки, поэтому предохранитель выбран верно. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики предохранителя

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя
$U_{\text{ном}} \geq U_c$	$U_c = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.ВСТ}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 0,011 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6 \text{ А}$
$I_{\text{ПРЕД.ОТКЛ}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 34,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ПРЕД.ОТКЛ}} = 50 \text{ кА}$
$I_{\text{МИН.ОТКЛ}} \leq I_{\text{уд}}$	30,53 А	25 А

5 Собственные нужды подстанции «Водозабор»

В зависимости от типа, мощности трансформаторной подстанции питание потребителей собственных нужд (освещение распределительное устройство, отопление ячеек КРУ и т.д.) происходит от установленных трансформаторов одного или двух в зависимости от ответственности потребителей СН. Также следует отметить, что мощность трансформаторов нужд на подстанции не должна превышать 63 кВА каждого трансформатора.

К потребителям СН трансформаторной подстанции относятся оперативные цепи, электродвигатели устройств охлаждения силовых трансформаторов, компрессоров, подогрев выключателей и приводов, шкафов КРУ и КРУН, зарядное устройство, вентиляция, отопление, освещение и т.д.

На двухтрансформаторных трансформаторных подстанциях 35–750 кВ устанавливаются два трансформатора собственных нужд, на однострансформаторных подстанциях к установке принимается один трансформатор собственных нужд.

На подстанциях с оперативным переменным током трансформаторы СН подключаются к вводам главных трансформаторов на стороне низкого напряжения подстанции. Это прежде всего необходимо для управления выключателями 6–10 кВ при полной потере напряжения на сборных шинах 6-10 кВ. Питание оперативных цепей переменного тока осуществляется от шин СН через специальные стабилизаторы с напряжением 220 В. Для обеспечения надежного электроснабжения собственных нужд подстанции шины 0,4 кВ необходимо секционировать.

На данный момент питание собственных нужд на территории подстанции «Водозабор» осуществляется от двух трансформаторов марки ТМ-63/10/0,4.

При замене данных трансформаторов собственных нужд планируется произвести замену масляных трансформаторов СН на сухие трансформаторы.

5.1 Расчет собственных нужд подстанции

Данная подстанция является двухтрансформаторной, следовательно, трансформаторов собственных нужд устанавливается также два.

При установке двух трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{T.C.H.} = k_3 \cdot \sum P_{i.C.H.}$$

Результаты расчета сводятся в таблицу 14.

Таблица 14 – Выбор мощности трансформатора собственных нужд

№ п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность $P_{C.H.}$, кВт, при установленной мощности трансформаторов ПС
1	Освещение ОРУ 110 кВ	3,0
2	Отопление ЗРУ	2
3	Освещение ЗРУ	3
4	Обдув трансформаторов	1,2
5	Привод выключателя	1x3
6	Подогрев приводов	0,6x3
7	Подогрев релейного шкафа	1,0
8	Привод выключателя	1x3
9	Привод разъединителя	1x8
10	Устройство РПН	1x2
3	Телемеханика	2
	Итого	30 кВт
	Всего	21 кВт (с учетом коэффициента загрузки $K_3=0,7$)

На основании полученных результатов расчета (таблицы 14) для подстанции «Водозабор» было выбрано два трансформатора собственных нужд мощностью ТСЗ–25 кВА компании ООО «Энертекс» г. Москва.

6 Выбор релейной защиты и автоматики

6.1 Общие положения

Основной задачей релейной защиты на трансформаторных подстанциях является обнаружение повреждений (ненормальные режимы) и быстрая ликвидация данного повреждения. Релейная защита способна работать, как на отключение повреждённого элемента электрической сети, так и на оповещение (сигнализация) о возникновении ненормальных режимов.

К защите силовых трансформаторов 110/6 кВ предъявляются следующие требования:

- 1) многофазных коротких замыканий;
- 2) однофазных коротких замыканий на землю;
- 3) между витковых коротких замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных аварийной перегрузкой оборудования.

На подстанции «Водозабор» устройства релейной защиты выполнены на устаревшей электромеханической аппаратуре. Эта аппаратура физически и морально устарела, поэтому необходимо выполнить модернизацию подстанции с переводом средств РЗА на современную микропроцессорную базу.

Выбранные ячейки КРУ-СЭЩ-70Т имеют возможность работать со многими современными микропроцессорными аналогами. Для выявления наиболее лучшего аналога микропроцессорной РЗ был проведен сравнительный анализ, который показал, что наиболее оптимальной защитой будет являться микропроцессорное реле МР – 801 ОАО «БЕЛЭЛЕКТРОМОНТАЖНАЛАДКА» г. Минск.

6.2 Релейная защита трансформатора

Определение уставок дифференциальной защиты силового трансформатора

Ток в трансформаторе приведенный к обмоткам ВН и НН:

$$I_{ВН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,42 \text{ A},$$

$$I_{НН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1468 \text{ A}.$$

Определение уставки торможения в терминале РЗА:

$$\frac{I_d}{I_t} = K_H(Ka \cdot \varepsilon + \Delta U),$$

$$\frac{I_d}{I_t} \geq 1,2(1,3 \cdot 10 + 16) = 34,8 \text{ A}.$$

Принимается тридцати пятипроцентная (35%) тормозная характеристика. Данное значение устанавливается в терминале в качестве уставки дифференциальной защиты.

Определение чувствительности данной защиты определяется при следующих условиях:

$$K_{\text{чув}} = I_{k3.\text{min}}^{(2)} / (0,3 I_{\text{ном.тр}}) \geq 2 ,$$

где $I_{k3.\text{min}}^{(2)}$ - ток к стороне ВН, А.

$$K_{\text{чув}} \geq \frac{8038,8}{0,3 \cdot 80,42} = 333,2.$$

Степень торможения необходимо оценивать при протекании трехфазного максимального тока КЗ на шинах НН подстанции по выражению:

$$I_d = \left(\frac{I_d}{I_t}\right)_{уст} \frac{I_{k.3\max}^{(3)}}{I_{ном.тр}}$$

Согласно этому:

$$I_d \geq \frac{35 \cdot 9240}{80,42} = 4021,3.$$

т.е. уставка возросла.

При токах КЗ свыше $6I_{ном.тр}$ срабатывает дифференциальная токовая отсечка. При этом токе фактор торможения уже не играет роли.

Определение параметров уставки ТО силового трансформатора. Согласно ток срабатывания:

$$I_{СЗ.ТО} = K_{отс} \cdot I_{к\max},$$

$$I_{СЗ.ТО} = 1,2 \cdot 12900 = 15480 \text{ A}.$$

Вычисляем ток срабатывания реле:

$$I_{СР} = \frac{I_{СЗ} \cdot K_{сх}}{n_T},$$

$$I_{СЗ.Р} = \frac{15480}{500} = 30,96 \text{ A}.$$

Устанавливаем уставку на терминале равную $I_{с.р.у} = 31 \text{ A}$, с действием на отключение.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{с.з.у} = 60 \cdot 31 = 1860 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч.о}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{к3min}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.у}}};$$

где $K_{\text{ч.о}}$ – коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной зоне.

$$K_{\text{ч.о}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{9240}{1860} = 4,29 \geq 2,$$

т.е. условие выполняется.

Определяем параметры уставки перегрузки, ток срабатывания равен:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАХ.}}$$

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 80,42 = 92,15 \text{ A}.$$

Вычисляем ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{92,15}{80,42} = 1,15 \text{ A}.$$

Принимаем к уставке на терминале защит $I_{\text{с.р.у}} = 1,2 \text{ A}$, с действием на сигнал.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{\text{с.з.у}} = 1,2 \cdot 60 = 72 \text{ A}.$$

Согласно приведенным расчетам приняли к установке микропроцессорное реле МР – 801 ОАО «БЕЛЭЛЕКТРОМОНТАЖЛАДКА» г. Минск

(рисунок 13), потому что выбранная защита удовлетворяет всем требованиям для защиты силовых трансформаторов на подстанции.



Рисунок 13 – Терминал МР – 801

7 Коммерческий учет электроэнергии на подстанции

В целях формирования баланса по потреблению электрической энергии (мощности), расчетов за покупаемую электрическую энергию (мощность) на понизительной подстанции «Водозабор» необходимо реализовать систему коммерческого учета.

Система коммерческого учета на подстанции «Водозабор» предназначена для измерения и учета электроэнергии и мощности, а также для автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации о параметрах электропотребления.

Основной задачей системы коммерческого учета является учет активной и реактивной электроэнергии за фиксированные интервалы времени, измерения средних значений мощности на заданных интервалах времени, мониторинг нагрузок заданных объектов.

На рисунке 14 представлена структура системы коммерческого учета подстанции «Водозабор» состоящая из трех основных уровней.

Перед каждым уровнем определяются свои технические задачи. Три основных уровня системы:

Первый уровень – это точки учета, которые включают в себя трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, вторичные измерительные цепи, счетчики «Евроальфа» типа EA02.

Второй уровень – включает устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации времени GPS, GSM-модем, каналы сбора данных со счетчиков и коммуникационную аппаратуру.

Третий уровень – включает сервер базы данных (БД), рабочие места пользователей, локальную информационную сеть.

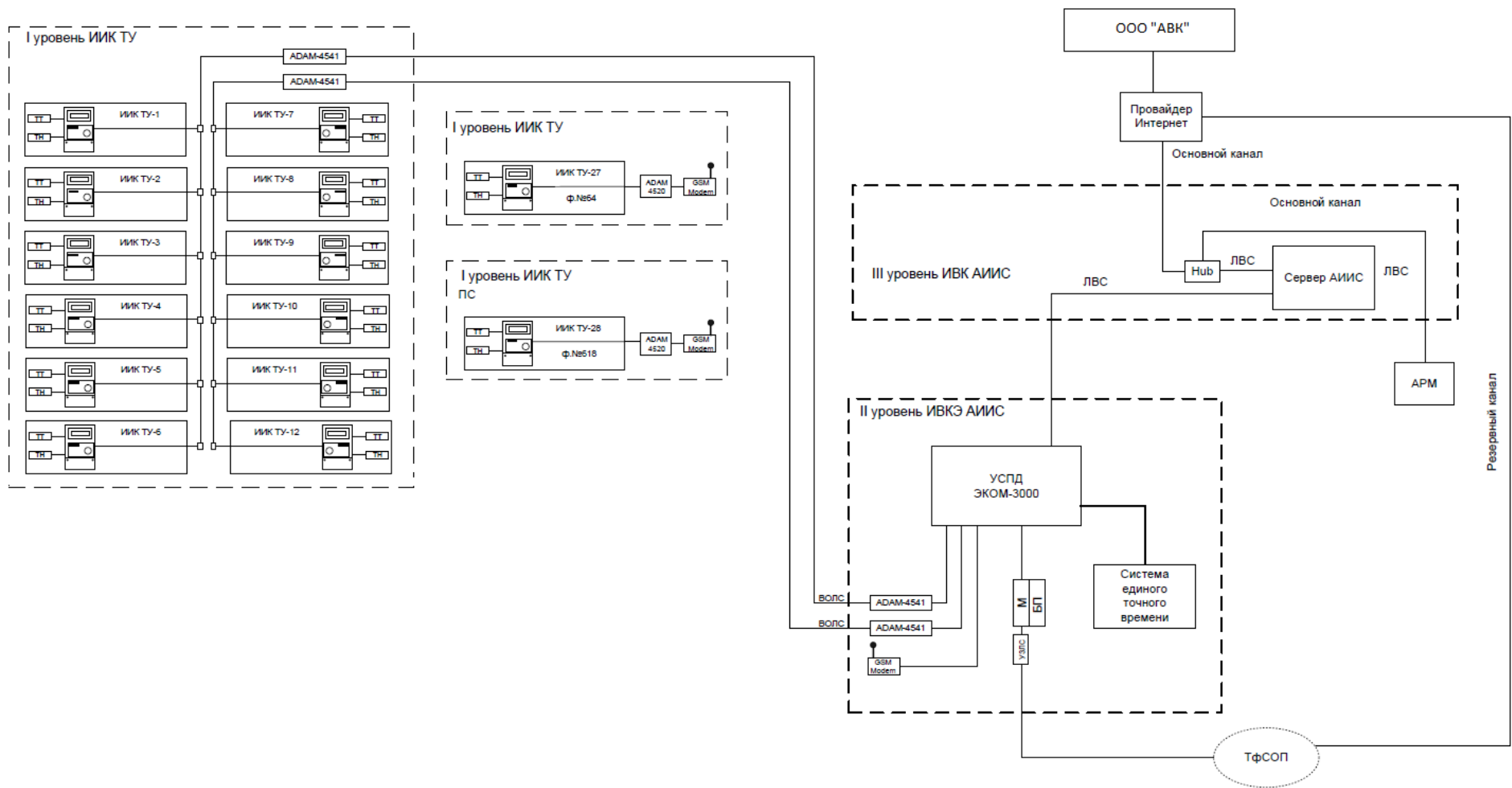


Рисунок 14 – Структура коммерческого учета электроэнергии подстанции «Водозабор»

Первый уровень характеризуется тем, что на всех точках коммерческого учета подстанции установлены микропроцессорные счетчики электроэнергии «Евроальфа» типа EA02 с классом точности 0,5S.

Все счетчики имеют возможность хранения профилей нагрузки и запрограммированы на 30-ти минутное усреднение мощности. Глубина хранения данных в счетчиках – более 45 суток. Каждый счетчик снабжен цифровым интерфейсом RS-485 для подключения к коммуникационной аппаратуре и передачи данных на вышестоящие уровни.

Все коммерческие счетчики класса точности 0,5S измеряют активную и реактивную электроэнергию и мощность в одном направлении (на прием). Каждый счетчик снабжен двумя группами по 4 импульсных выхода для подключения к системам АИИС КУЭ.

На втором уровне АИИС КУЭ в качестве УСПД применяется специальное устройство типа «Эком-3000». Основная задача его это сбор данных об электропотреблении от счётчиков «Евроальфа», формирования групповых измерений и передачу данных по каналам связи. УСПД размещается на территории закрытого распределительного устройства 6 кВ в специальной серверной стойке.

В качестве сервера БД третьего уровня АИИС КУЭ принимается компьютер «серверного» исполнения который также как и УСПД размещается в помещении ЗРУ-6 кВ. На сервере БД развертывается программное обеспечение ПТК «Эком» с системой управления базами данных Microsoft SQL Server.

Основной задачей сервера является сбор данных коммерческого учета, ведение базы данных АИИС КУЭ, долговременное хранение требуемой информации, преобразование данных в форматы макетов 80020, 63002, 51070 и т.д. Интерфейс пользователя представлен модулем Control Age.

Помимо основного ПТК «Эком» на сервер устанавливаются дополнительные модули: консоль администратора AdCenter для административного управления базами данных (управление правами доступа

пользователей к точкам учета, просмотр журнала событий системы, редактирование схем сбора данных); редактор расчетных схем AdmTool.

Счетчики коммерческого учета объединены в сеть по интерфейсу RS-485. Учитывая большое расстояние между местом их установки и центром сбора данных, а также возможность наведения помех на длинной линии, передача данных со счетчиков производится по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС). Для этого на панель релейной защиты места установки счетчиков установлен шкаф конверторов RS-485/ВОЛС.

Передача данных из УСПД на сервер БД системы коммерческого учета подстанции «Водозабор» осуществляется по локальной сети Ethernet. Для включения в локальную сеть используются коммутаторы, устанавливаемые в стойке сервера БД.

В качестве основного канала передачи информации на верхние уровни используется специализированная почтовая программа CryptoSendMail. Зашифрованная и подписанная электронной цифровой подписью информация в формате макета 80020 передается в центр сбора данных, используя стандартные протоколы SMTP, POP-3.

Информация в формате макетов 80020, 51070, 63002, может автоматически рассылаться по электронной почте на любой адрес занесенный в систему коммерческого учета.

Структура системы коммерческого учета подстанции «Водозабор» предусматривает дальнейшее развитие. Системой предусмотрена возможность: добавления новых точек учета; увеличения количества АРМ пользователей; наращивания аппаратных и программных средств без вывода системы из режима постоянной эксплуатации; замены счетчиков.

Заключение

В данной работе была произведена реконструкция электрохозяйства городской подстанции 110/6 «Водозабор» автозаводского района г. Тольятти. На первых этапах работы были проведены расчеты значений токов трёхфазного короткого замыкания, для дальнейшего выбора нового оборудования подстанции. После разработки мероприятий по реконструкции подстанции, к установке было принято следующее оборудование:

- на стороне 110 кВ: элегазовый выключатель марки ВГТ-110П* - 31,5/2500 ХЛ1; трансформатор тока ТОЛ – 110 УХЛ1; разъединитель марки РГП-СЭЩ-з2-П-110/1250 ХЛ1;

- на стороне 6 кВ: были выбраны ячейки КРУ типа КРУ-СЭЩ-70Т внутренней установки.

Также в дипломной работе была произведена замена морально устаревшей электромеханической релейной защиты на микропроцессорные терминалы защит типа МР – 801. Была произведена замена трансформаторов собственных нужд понизительной подстанции «Водозабор» на сухие трансформаторы меньшей мощности. В работе также предложены мероприятия по созданию на территории подстанции «Водозабор» систему коммерческого учета электрической энергии.

В результате произведённой реконструкции, подстанции «Водозабор» стала соответствовать всем современным нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
2. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. СПб.: Энерготомиздат, 2003.
3. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Методические указания к курсовому проектированию. Тольятти, ТГУ, 2010.
4. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – Энергоатомиздат, 1989.
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Рожкова Л.Д., Козулин В.С. -М.: Энергомиздат, 2003.
6. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
7. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования./ Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. Белецкий, О.В. Обслуживание электрических подстанций/ Белецкий О.В., Лезнов С.И., Филатов А.А. –М.: Энергоатомиздат, 1990.
9. Клементьев, В.Р. Монтаж внутризаводских электроустановок/ Клементьев В.Р. Магазинник Л.Т. –М.: Энергоатомиздат, 1996.
10. Околович, М.Н. Проектирование электрических станций. –М.: Энергоатомиздат, 2005.
11. Петрова, С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. –М.: Энергоатомиздат, 2003.
12. Проектирование электрической части станций и подстанций/ Ю.Г. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. –Л.: Энергоатомиздат, 1985.

13. Усов, В.И. Электрическая часть электростанций. –М.: Энергоатомиздат, 1987.
14. Макаров. Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ: в 6 т. учеб.-произв. изд. Т.1/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 1999.
15. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.2/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2003.
16. Макаров. Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.3/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2004.
17. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.5/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2005.
18. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.6/ под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006.
19. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
20. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
21. Камнев, В.Н. Чтение схем и чертежей электроустановок/ В.Н. Камнев. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
22. Свирен, С.Я. Электрические станции и подстанции: пособие по дипломному проектированию/ С.Я. Свирен - М.: Интермет Инжиниринг, 1990.
23. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий/ Ю.Л. Мукосеев. – М.: Энергия, 1973.
24. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок/ Б.Ю. Липкин – М.: Высшая школа, 1990.

25. Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств/ Л.И. Двоскин - М.: Энергоатомиздат, 1985.

26. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д.Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Изд. центр «Академия», 2004.

27. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок/ Э. И. Басс – М.: Энергоатомиздат, 2002.