

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Автоматизированные системы управления технологическими процессами на объектах электроэнергетики на примере ПС 110/10 кВ «Городская-2»

Обучающийся

Н. Ж. Серикбергенов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный  
руководитель

к.т.н., доцент, Ю. В. Черненко

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

Тольятти, 2024

## Оглавление

Введение.....	3
Глава 1 Теоретические аспекты автоматизированных систем управления .....	7
1.1 Назначение, цели и функции автоматизированных систем управления технологическими процессами на объектах электроэнергетики .....	7
1.2 Анализ технологического объекта управления и предлагаемой системы .....	10
1.3 Требования к технологиям построения автоматизированных систем управления .....	18
Глава 2 Реконструкция подстанции с разработкой автоматизированной системы управления технологическими процессами на ПС 110/10 кВ	
Городская-2.....	21
2.1 Выбор цифрового коммутационного оборудования .....	21
2.2 Разработка цифровой релейной защиты.....	27
2.3 Проектирование и реализация системы АСУТП.....	50
Глава 3 Расчет технико-экономических показателей при внедрении автоматизированных систем управления .....	61
3.1 Капитальные вложения .....	61
3.2 Годовые эксплуатационные расходы.....	62
3.3 Оценка эффективности проекта .....	69
Заключение .....	72
Список используемой литературы .....	74

## Введение

Автоматизированные системы управления (АСУ) технологическими процессами в области электроэнергетики являются ключевым элементом современных энергетических объектов. Эти системы предназначены для мониторинга, управления и оптимизации различных процессов, связанных с генерацией, передачей и распределением электроэнергии. Они играют важную роль в обеспечении надежности, эффективности и безопасности работы электроэнергетических объектов.

АСУ технологическими процессами в электроэнергетике выполняют ряд важных функций:

- мониторинг и контроль. Системы непрерывно отслеживают параметры процессов, такие как напряжение, ток, частота, температура и другие, и обеспечивают оперативное реагирование на любые отклонения от заданных значений;
- управление процессами. АСУ позволяют автоматически или оперативно управлять работой оборудования, регулировать нагрузку, поддерживать стабильность системы и обеспечивать бесперебойное энергоснабжение;
- диагностика и предиктивное обслуживание. Благодаря современным алгоритмам и системам аналитики, АСУ способны предсказывать отказы оборудования, что позволяет проводить профилактические мероприятия и минимизировать риски простоев;
- интеграция с другими системами. Автоматизированные системы управления взаимодействуют с системами учета электроэнергии, системами безопасности, а также могут интегрироваться с системами управления предприятием в целом.

В современных автоматизированных системах управления широко применяются средства автоматизации на основе программно-аппаратных комплексов, цифровых систем управления, датчиков, исполнительных

устройств, сетевых технологий и систем обработки данных. Использование распределенных систем управления позволяет создавать более гибкие, эффективные и отказоустойчивые системы.

Предметом исследования является разработка автоматизированной системы управления технологическими процессами для реконструированной подстанции с напряжением 110/10 кВ Городская-2.

Объектом исследования является сама подстанция с напряжением 110/10 кВ Городская-2, на которой будет внедряться разработанная автоматизированная система управления.

Цель работы – повышения эффективности работы подстанции с напряжением 110/10 кВ Городская-2 посредством внедрения автоматизированной системы управления технологическими процессами.

На основании поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- изучить теоретические аспекты автоматизированных систем управления;
- произвести анализ существующих систем управления энергетическими процессами;
- выполнить разработку технических требований к автоматизированной системе управления, проектирование структуры и функционала автоматизированной системы управления;
- провести оценку экономической эффективности предлагаемых решений.

Достижение поставленной цели и задач, применительно к подстанции, позволит повысить эффективность и надежность работы энергетического объекта, улучшить контроль и управление технологическими процессами, снизить вероятность аварийных ситуаций и обеспечить более эффективное энергоснабжение.

## Термины и определения

Автоматизированная система - комплекс машин, информационных систем и средств для управления ими, из которого исключен труд человека, выполняющего только функции управления.

Автоматизированная система - комплекс машин, информационных систем, средств для управления ими и человека, выполняющего функции контроля и управления.

Устойчивость - способность системы компенсировать возмущения, влияющие на процесс, обусловленная свойствами элементов, из которых состоит система.

Возмущения - внешние воздействия, нарушающие параметры процессов, протекающих в системе.

Начальные условия - значения параметров управляемого процесса, с которых начинается его течение.

Граничные условия - предельные (максимальные и минимальные) значения текущих и конечных параметров процессов, при которых выполняются различные требования, предъявляемые к этим процессам, и за пределами, которых выполнение процесса теряет свой смысл (экономический, технический, экологический и т.д.).

## Перечень сокращений и определений

- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- АР – автоматическое регулирование;
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- ДУ – дистанционное управление;
- ИБП – источник бесперебойного питания;
- ИК – измерительный канал;
- КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- КТС – комплекс средств вычислительной техники АСУ ТП, включая периферийные устройства (датчики, исполнительные механизмы);
- ЛВС – локальная вычислительная сеть;
- ЛСУ – локальная система управления;
- НТД – нормативно-технический документ;
- ПТК – программно-технический комплекс АСУ ТП, без периферийных устройств (датчиков и исполнительных механизмов);
- РАС – регистрация аварийных ситуаций;
- САУ – система автоматического управления;
- СПОИ – сбор и предварительная обработка информации;
- ТЗ – технологические защиты;
- ТЭП – технико-экономические показатели;
- УСО – устройство связи с объектом;
- ФГУ – функционально-групповое управление;
- ЭКП – экран коллективного пользования;
- ЭТО – электротехническое оборудование.

# **Глава 1 Теоретические аспекты автоматизированных систем управления**

## **1.1 Назначение, цели и функции автоматизированных систем управления технологическими процессами на объектах электроэнергетики**

Основным назначением автоматизированной системы технологическое управление энергокомплексом это оперативно-диспетчерское технологическое управление энергосетями на основе [18]:

- условий для обеспечения требуемых показателей качества электроэнергии;
- надежности электроснабжения;
- снижение аварийности;
- минимизации потерь;
- повышения эффективности обслуживания электрических сетей.

«Автоматизированная система управления электрохозяйством обеспечивает следующие функции:

- отображение текущего состояния главной схемы электроснабжения в виде мнемосхемы;
- измерение, контроль, отображение и регистрация параметров;
- обработка и вывод информации о состоянии главной схемы и оборудования в текстовой (табличной) и графической форме;
- дистанционное управление переключением выключателей главной схемы с контролем действий дежурного;
- обработка данных установившихся режимов для различных эксплуатационных целей;
- диагностика защит и автоматики с аварийной сигнализацией;
- дистанционное изменение установок цифровых РЗА, управление их вводом в работу;

- регистрация и сигнализация возникновения феррорезонансных режимов в сети;
- проверка достоверности входной информации;
- диагностика и контроль оборудования;
- формирование базы данных, хранение и документирование информации (ведение суточной ведомости, ведомости событий, архивов);
- технический (коммерческий) учет электроэнергии и контроль энергопотребления;
- контроль параметров качества электроэнергии;
- автоматическое противоаварийное управление;
- регистрация (осциллографирование) параметров аварийных и переходных процессов и анализ осциллограмм;
- контроль режима аккумуляторной батареи и изоляции ее цепей;
- диагностика состояния аппаратуры и программного обеспечения АСУ СЭС;
- передача информации о состоянии системы электроснабжения в технологическую АСУ по ее каналу связи на ЦДП и в другие службы предприятия» [28].

«Все функции системы определяются в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.010-2011. «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП). Условия создания. Нормы и требования» подразделяются на информационные (контроль), управляющие и вспомогательные (сервисные)» [28]. В таблице 1 приведены основные информационно-вычислительные функции и реализующие их задачи.



Таблица 1 – Информационно-вычислительные функции и реализующие их задачи

Наименование	Назначение и краткая характеристика
Сбор и первичная обработка информации (СПОИ)	<p>Сбор, первичная или специальная обработка сигналов от датчиков технологических параметров в оперативном режиме, формирование значений параметров в технических или безразмерных единицах с признаками обработки и контроля достоверности.</p> <p>Прием и первичная обработка значений технологических аналоговых и дискретных параметров, команд и другой информации от интеллектуальных устройств и ЛСУ, интегрируемых в систему.</p> <p>Задача формирует значения параметров и состояний и передает их в базу данных текущих значений и в коммуникационную среду системы с заданным циклом передачи.</p> <p>Реализация задачи в целом должна соответствовать РД 153-34.1-35.145-2003.</p>
Представление информации (ПИ)	<p>Представление на АРМ в удобном для персонала в виде оперативной и ретроспективной информации о значениях параметров и «состояниях технологического оборудования, системы и БСУ, нормативно-справочной информации, сигнализации о нарушениях технологических процессов и работы системы», обеспечения взаимодействия персонала с системой и БСУ в диалоговом режиме, а также печати необходимой информации.</p> <p>Интерфейс пользователя задачи (виды, формы и способы представления информации, процедуры взаимодействия персонала с технологическим оборудованием и системой, органами контроля и управления) должен обеспечить персоналу возможность эффективного управления любым объектом без потери контроля событий, влияющих на процесс в целом.</p> <p>Основные элементы интерфейса: мнемосхемы, графики, гистограммы, значения параметров и состояний, схемы, таблицы, текстовые сообщения, индикаторы, блоки управления и контроля и т.д.</p>
«Технологическая сигнализация (ТС)»[28]	<p>«Автоматический контроль за состоянием и режимами работы технологического оборудования и системы и формирование» событий сигнализации с отображением в текстовом, световом и звуковом виде на АРМ информации о недопустимых или аварийных изменениях параметров, нарушениях состояний и режимов работы оборудования, информационных и управляющих подсистем и ЛСУ, состояниях и отказах КТС. Пользовательский интерфейс задачи обеспечивает персоналу возможность эффективного контроля за работой оборудования.</p>
Архивирование информации (АИ)	<p>Автоматическое формирование долговременного архива, содержащего историю изменения аналоговых и дискретных параметров по технологическому оборудованию, а также событий в системе и ЛСУ, действий персонала и диагностики КТС.</p> <p>Виды ретроспектив, их объем, дискретность, продолжительность накопления и алгоритмы сжатия определяются, исходя из требований пользователей.</p>
Расчет технико-экономических показателей (ТЭП)	<p>Расчет ТЭП на различных интервалах времени и формирование отчетной и оперативной документации с целью анализа состояния оборудования и корректировки управления режимами его работы, оценки качества работы оперативного персонала (объем, алгоритмы и формы представления расчетов согласуются с Заказчиком на стадии Рабочего проектирования).</p> <p>Расчет ТЭП в целом должен соответствовать РД 34.08.552-95</p>
Автоматизированное опробование технологических защит (АОТЗ)	<p>Автоматизированное опробование технологических защит и турбоагрегата на остановленном и действующем оборудовании в режиме имитации и регистрация результатов опробования</p>
Формирование ведомостей (ФВ)	<p>Автоматическое формирование ведомостей различных задач для вывода на АРМ и на печать (РАС, АОТЗ, ТС, и т.п.).</p>

Управляющие функции и реализующие их задачи приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Управляющие функции и реализующие их задачи

Наименование задач	Назначение и краткая характеристика задач (подсистем)
«Технологические защиты (ТЗ)»	«Автоматическое отключение или изменение режима работы технологического оборудования в случае недопустимого отклонения параметров процесса или аварийного отключения оборудования для предотвращения его повреждения и развития аварии.»
«Технологические блокировки (ТБ)»	«Автоматическое формирование и выдача команд и запретов на ЗРА и МСН в соответствии с условиями контроля. Формирование команд на включение резервных МСН в случае отключения работающих МСН или при недопустимом отклонении параметров (АВР).»
Дистанционное управление (ДУ)	Управление коммутационной аппаратурой и механизмами собственных нужд с АРМ на ТЩУ-2, МЩУ и по месту.
Функционально-групповое управление (ФГУ)	Автоматическое или автоматизированное управление по заданному алгоритму, с контролем исполнения команд и достижения заданных целей при пуске, останове и других изменениях режима работы агрегатов или узлов технологического оборудования.
«Автоматическое регулирование (АР)»	«Автоматическая стабилизация или изменение по заданным законам технологических параметров турбоагрегата и вспомогательного оборудования во всех режимах работы.»

Таким образом, автоматизированные системы управления (АСУ) предназначены для контроля, управления и оптимизации технологических процессов на объектах электроэнергетики, таких как подстанции, генерирующие станции и распределительные сети, с целью поддержания требуемого уровня их функционирования.

## 1.2 Анализ технологического объекта управления и предлагаемой системы

«Под агрегированными системами управления ПС понимают системы, которые могут иметь разные среды настройки для объединяемых частей. Взаимодействие между объединяемыми частями системы управления осуществляется в этом случае по информационному протоколу обмена (по стандартному или специальному), обеспечивающему согласование адресных пространств данных агрегируемых подсистем» [4].

Пример реализации схемы АСУ ТП показан на рисунке 1.

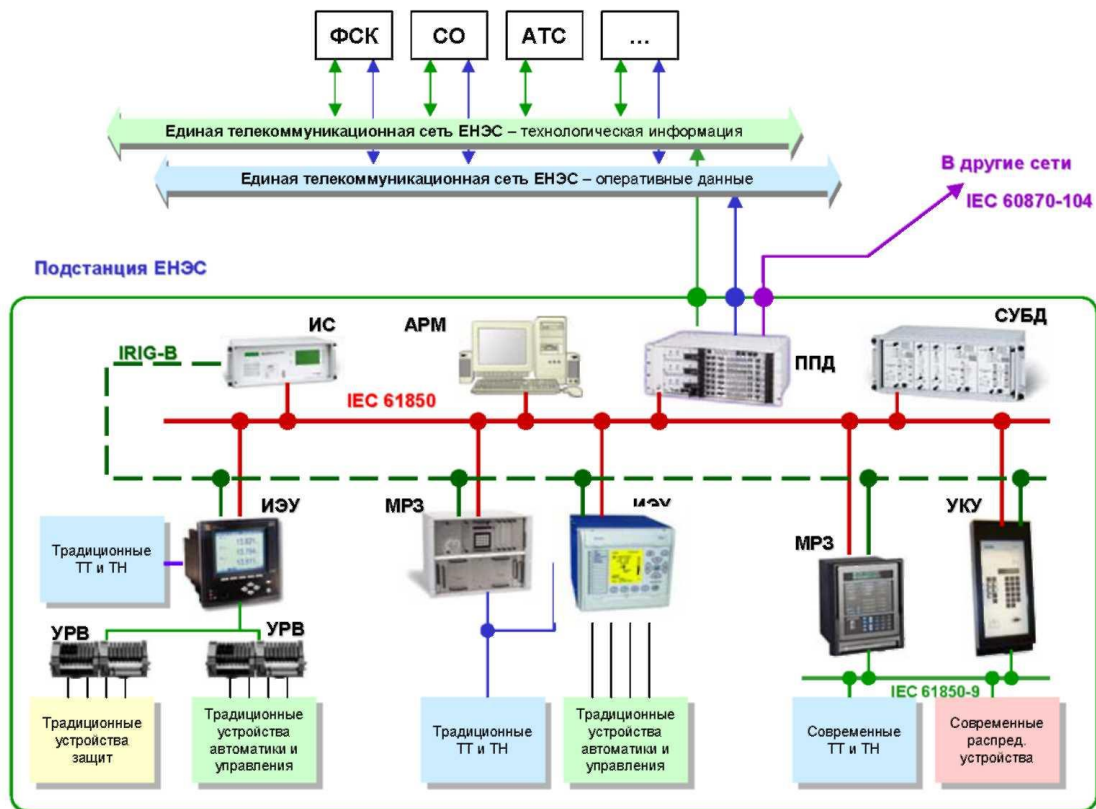


Рисунок 1 – Архитектура системы автоматики подстанции

«На рисунке 1 приведен пример базовой архитектуры АСУ ТП подстанции с локальной вычислительной сетью (ЛВС), где:

ИЭУ - интеллектуальное электронное устройство;

УРВ - устройство распределенного ввода/вывода;

МРЗ - микропроцессорное устройство РЗ;

УКУ - устройство контроля и управления;

ППД - процессор передачи данных (центральное вычислительное устройство);

ИВ - источник синхронизации» [4].

«На этом рисунке соединение подстанции с системами и пользователями верхних уровней управления представляет собой корпоративную ГВС» [4].

Основные протоколы АСУ ТП подстанции на показаны на рисунке 2.

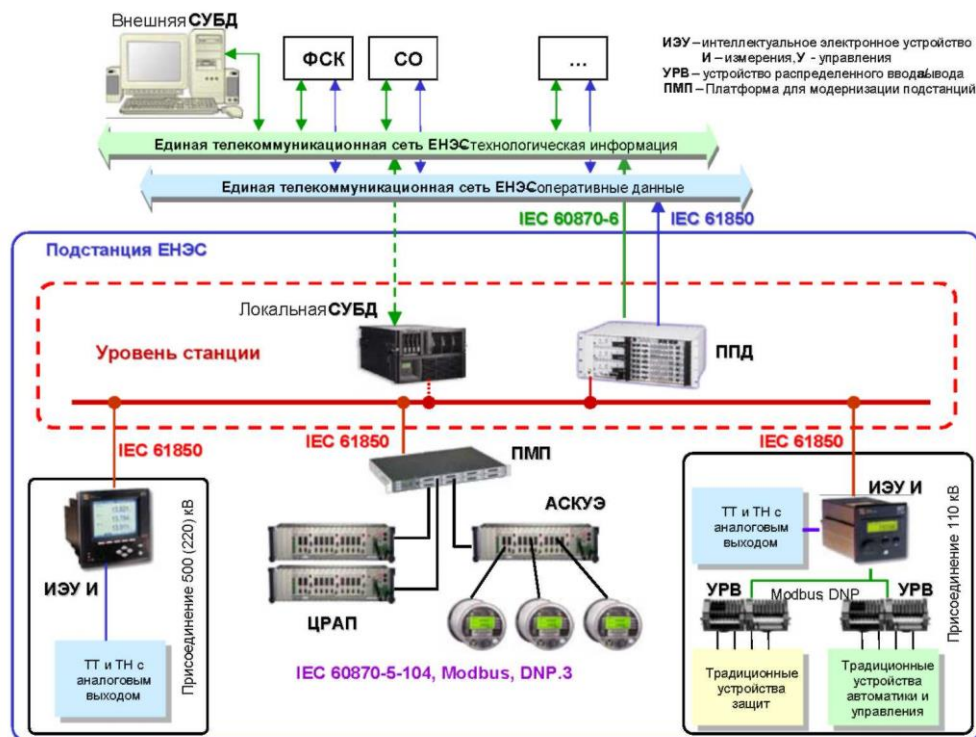


Рисунок 2 – Основные протоколы АСУ ТП подстанции

«Важной задачей создания единого информационного пространства, унификации программно-технических средств, является переход к использованию единого протокола в рамках АСУ ТП подстанций. В свою очередь, для снятия ограничений на использование ИЭУ различного назначения от различных производителей целесообразно использовать интеллектуальные шлюзы.

В общем случае, в функционально развитой АСУ ТП в составе подсистемы могут решаться многочисленные основные задачи.»[4]

«Состав задач данной подсистемы определяется, прежде всего, наличием соответствующих средств систем автоматического управления и регулирования на подстанции (РЗА, ПА, АРН и др.), а также сильно зависит от технологического уровня используемых устройств и систем» [25].

«Проектируемая система телемеханики исполнено по принципу – «росредоточения КП». Главные узлы:

- центральный контролер (ЦК) – устанавливается в отдельном шкафу (шкаф ТМ) в ячейке связи;

- локальные контроллеры (ЛК) – устанавливаются в релейных отсеках шкафах В-10кВ и в шкафах управления В- 110 кВ;
- кабеля связи» [4].

«Питание оборудования ТМ  $\approx 220\text{В}$  осуществляется от шин управления через автомат «Питание ТМ». Для отключения ТМ используются переключатель-автомат телеуправления установленный в шкафу ЦК.

Для отключения телеуправления отдельного присоединения используются отдельные выключатели рядом с ЛК» [4].

«Узел ЦК составляет:

- ЦК, который собирает информацию телеизмерения и телеуправления с ЛК, передает управляющие импульсы в ЛК, ведет архив событий, устанавливает метки времени, осуществляет обмен информацией с системой «SCADA». Состоит с контролера, повторителей интерфейса RS-485/ RS-485 (UR) и узлов защиты линии (DTN);
- радиомодем (RM), который служит для организации радиоканала с центральным пунктом управления (системой SCADA);
- блок питания (G), выдает требуемое напряжение для оборудования ТМ, обеспечивает подзарядку аккумулятора, не допускает глубокого разряда аккумулятора;
- аккумулятор гелиевый, герметичный, не требует обслуживания, обеспечивает питания оборудования ТМ при исчезновении основного питания на протяжении 30 минут;
- устройство грозозащиты обеспечивает подключения антенно-фидерного устройства к радио модему;
- клеммники, на которых осуществляется коммутация установленного в шкафу оборудования и подключение внешней аппаратуры – питания  $=24\text{В}$  и линии связи (интерфейс RS-485) для ЛК;

- шкаф комполируемый, в котором собрано перечисленное выше оборудования» [2].

«Узел ЛК составляет:

- ЛК, который имеет 4 входа типа «сухой контакт», встроенный высокоточный ТТ ( $\approx I_{\text{вх}}=0-5\text{А}$ ), имеет вход  $\approx 160\text{В}$  для подключения напряжения с ТН ( $\approx 100\text{В}$ ), встроенные 2 реле которые срабатывают при поступлении команды «Отключить» или «Включить»;
- автомат 230В, 10А, установленный рядом с ЛК, коммутирует общий провод ТУ и служит как накладка ТУ;
- 2 реле с обмотками на  $\approx 24\text{В}$  коммутируют цепи оперативного тока;
- 2 клеммы 3-х проводные служат для подключения к цепи тока;
- 2 клеммы служат для подключения питания ЛК = 24В, подходящего от ЦК;
- 2 клеммы служат для подключения линии связи с ЦК;
- 1 клемма служит для подключения цепи блокировки телеуправления от АТУ;
- 1 клемма заземления для подключения экрану кабеля» [2].

«Кабели:

- кабель линии связи для интерфейса RS-485, экранированный, витая пара типа FTP5e (4x2x0,5);
- кабель питания ЛК, контрольный кабель типа КВВГэ (4x1,5);
- кабель питания ЦК от шин управления через АТМ (ТМ $\approx 220\text{В}$ ) ячейка №8;
- кабель для подключения ТС и ТИ от остальных ячеек; д) кабель антенного-фидера» [2].

«Телемеханизация выполняется в следующем объеме трех систем, представленных ниже.

Телесигнализация (ТС):

- а) положения всех выключателей 110 кВ;

- б) положения выключателей 10 кВ;
- в) работа аварийно-предупредительной сигнализации (АПС):
  - 1) работа газовой защиты силового трансформатора Т1;
  - 2) перегруз силового трансформатора Т1;
  - 3) перегрев силового трансформатора Т1;
- г) передача сервисных сигналов:
  - 4) блокировка телеуправления;
  - 5) открытия шкафа телемеханики;
  - 6) понижения питания  $\approx 220\text{В}$ .

Телеуправления (ТУ):

- всех выключателей 110 кВ;
- всех выключателей 10 кВ.

Телеизмерения (ТИ):

- нагрузка на вводах 110 кВ;
- нагрузка по стороне 10 кВ» [4].

Размещения оборудования ЦК на монтажной панели шкафа показано на рисунке 3.

Для связи и обмена данными между ПС и диспетчерским пунктом будем использовать радиомодем MDS 4710 производства фирмы «Microwave Data Systems». Это позволяет обеспечить нам уверенную связь на расстоянии до 50 км. В нашем случае ПС удалена от ДП 1 на 11 км от 2 на 40 км.

«Применение быстродействующих цифровых процессоров сигнала (DSP) позволяет улучшить параметры системы в целом, увеличить дальность связи за счет меньшей чувствительности к помехам. Подходит для построения систем телеметрии и дистанционного управления (SCADA)» [6].

Размещения оборудования ЦК на монтажной панели шкафа показано на рисунке 3.

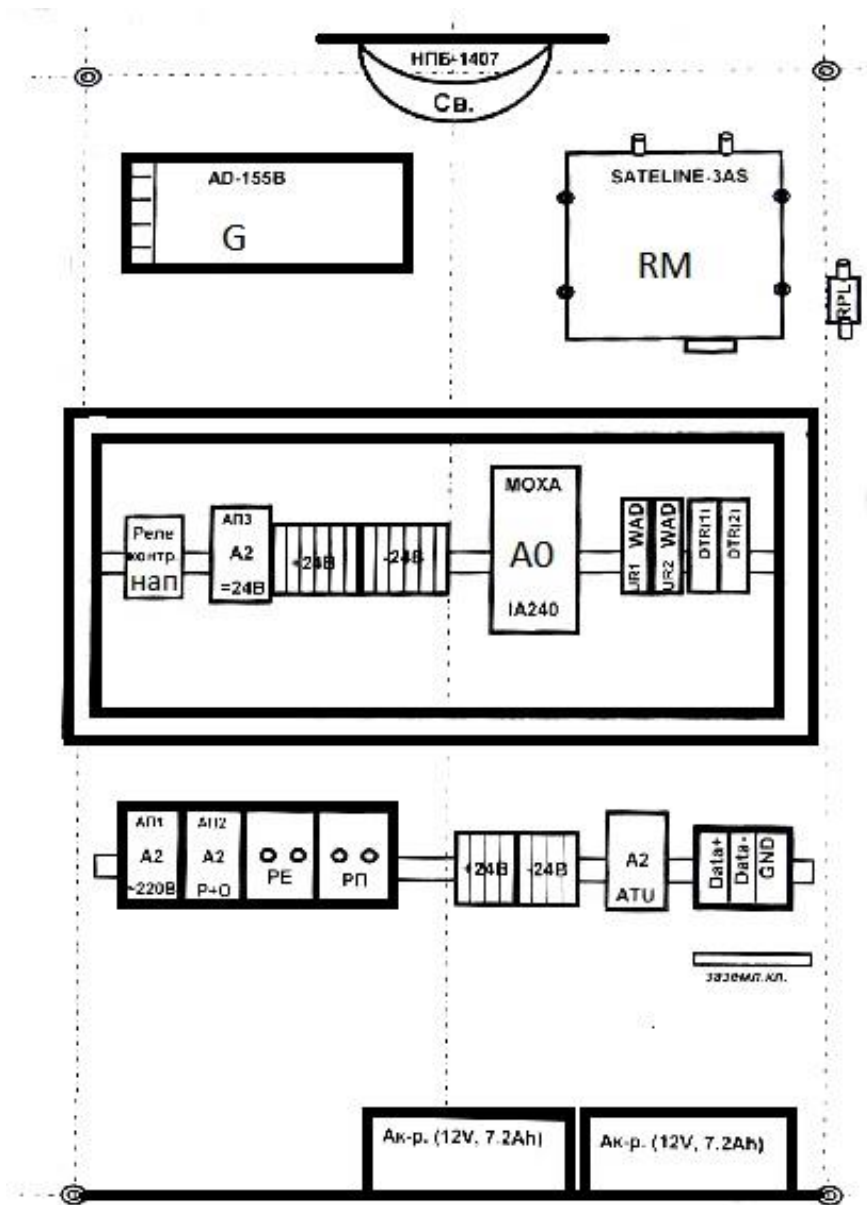


Рисунок 3 – Размещения оборудования ЦК на монтажной панели шкафа

«Основное отличие модема MDS4710 моделей, представляемых другими производителями, является полностью программное обслуживание всех функций и возможностей, уменьшенное энергопотребление, а также принципиально новая кодировка потока данных, позволяющая увеличить скорость передачи до 19200 кбит в секунду» [26].

На рисунке 4 изображена двунаправленная наружная антенна, которая устанавливается на высоте 10 метров над землей.



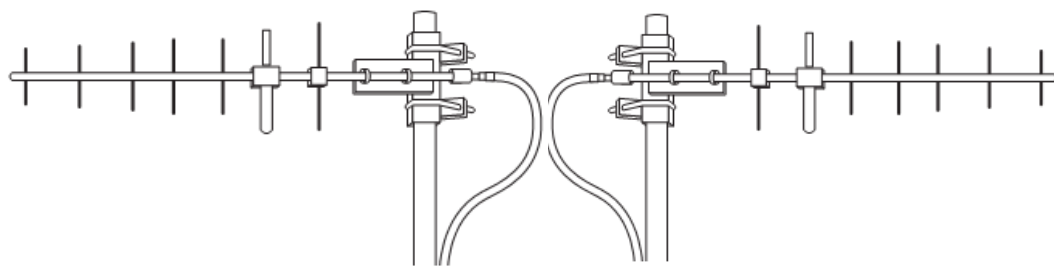


Рисунок 4 – Внешний вид наружной антенны

Так же на рисунке 5 приведена схема подключения радиомодема. [10]

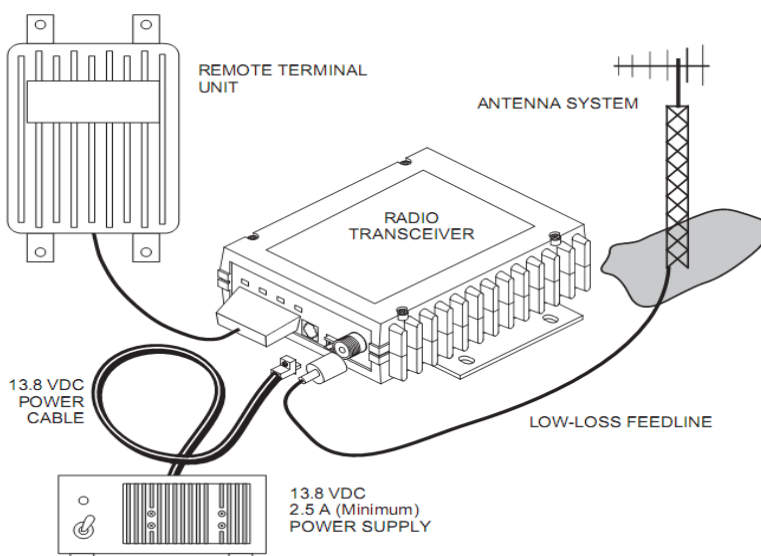


Рисунок 5 – Схема подключения радиомодема

«Для данного проекта выбрано программное обеспечение SCADA Trace Mode 6 ввиду его широкого распространение и ряда преимуществ» [1].

«Trace Mode 6 разработана для автоматизации различных типов объектов, включая промышленные предприятия, энергетические объекты, интеллектуальные здания, транспортные системы и системы энергоучета. Системы автоматизации, создаваемые в Trace Mode, могут иметь различный масштаб – от автономных управляющих контроллеров и рабочих мест операторов (АРМ) до распределенных систем управления с десятками контроллеров и АРМ, обменивающихся данными через различные типы

коммуникаций. Присутствие компонентов T-Factory.exe в Trace Mode 6 позволяет осуществлять комплексную автоматизацию управления как технологическими, так и бизнес-процессами производства с целью достижения высокой экономической эффективности и быстрого возврата инвестиций» [5].

«Системы, создаваемые в Trace Mode 6, могут быть как для мониторинга, так и для управления. Архитектура таких систем может быть централизованной или распределенной в зависимости от поставленных требований. Особое внимание уделяется системам, использующим свободно-программируемые контроллеры (PC-based и/или PAC-контроллеры), поскольку в Trace Mode 6 используется единый инструмент для создания информационного и математического обеспечения как для АРМ верхнего уровня, так и для контроллеров, реализующих нижний уровень в иерархии систем автоматизации. Использование технологии автопостроения и подход к разработке проекта распределенной системы автоматизации как единого проекта значительно повышают эффективность работы разработчиков систем, сокращая долю рутинных операций и уменьшая количество ошибок, характерных для больших проектов» [5].

### **1.3 Требования к технологиям построения автоматизированных систем управления**

«Структура системы управления определена исходя из условий требований к повышению эффективности и качества контроля и управления с внедрением полномасштабных АСУ ТП на базе сертифицированного и разрешенного к применению на объектах электроэнергетики в Российской Федерации микропроцессорного программно-технического комплекса (ПТК) SIMATIC PCS7, имеющего сертификат об утверждении типа средства измерения. Данная система является однородной и унифицированной системой управления технологическими процессами с расширяемой

архитектурой и высокопроизводительными системными характеристиками, позволяющими вести эффективную и экономичную эксплуатацию оборудования, с реализацией всего объема управления, защит и блокировок на едином ПТК» [11].

«АСУ ТП создается в виде информационно-управляющей системы, работающей в темпе протекания технологических процессов (в реальном времени) и обеспечивает сбор, обработку и представление технологической информации, дистанционное управление, регулирование и защиту технологического оборудования» [8].

«Предусматривается интеграция в АСУ ТП локальных систем управления (ЛСУ) комплектной поставки с основным и вспомогательным технологическим оборудованием (ЭЧСРиЗ, система диагностики и контроля трансформаторов и т.п.)» [8].

Управляющие функции, выполняемые системой автоматически:

- автоматическое регулирование или автоматическое непрерывное управление, задачей которого является организация непрерывного воздействия на объект с целью поддержания заданных значений технологических параметров или изменения их по требуемому закону;
- блокировки и автоматическое включение резерва;
- система защитной автоматики и защитных функций.

Управляющие функции, выполняемые оперативным персоналом:

- дистанционного управления всеми исполнительными органами, включая управление автоматическими регуляторами и логическими устройствами;
- перевод на ручное управление при отказе функций автоматического управления;
- оптимизация работы и пуск программ функционально-группового (пошагового) управления;
- выбор режима работы механизмов с АВР;

- воздействие на технологический процесс в нештатных режимах;
- оптимизация состава работающего оборудования.

Для безопасного и надежного управления оборудованием в случаях отказов ПТК (исчезновения питания, возникновения других экстремальных ситуаций) исключают автоматизированное управление, предусмотрены аварийные пульты (панели) управления (АПУ), реализованные на непрограммируемых технических средствах. АПУ устанавливаются в оперативном контуре ГЩУ.

Вывод по главе 1.

«Автоматизированные системы управления (АСУ) предназначены для контроля, управления и оптимизации технологических процессов на энергетических объектах, таких как подстанции, электростанции и распределительные сети. Они обеспечивают непрерывную работу энергосистем.» [4]

Система должна быть построена на взаимосвязи функций автоматизации основного и вспомогательного оборудования как часть единой интегрированной системы с общей базой данных. Для развития автоматизации процессов передачи, преобразования и распределения электроэнергии в настоящее время разрабатывается концепция программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции.

Переход к передаче цифровых сигналов на всех уровнях управления электрическими подстанциями повышает электромагнитную совместимость современного вторичного оборудования, включая микропроцессорные устройства и вторичные цепи, благодаря использованию оптических связей. Это также упрощает и, как результат, снижает стоимость конструкции микропроцессорных интеллектуальных электронных устройств за счет отсутствия трактов ввода аналоговых сигналов. Кроме того, происходит сокращение затрат на кабельные вторичные цепи и каналы прокладки путем приближения источников цифровых сигналов к первичному оборудованию.

## **Глава 2 Реконструкция подстанции с разработкой автоматизированной системы управления технологическими процессами на ПС 110/10 кВ Городская-2**

### **2.1 Выбор цифрового коммутационного оборудования**

Подстанция Городская-2 110 кВ – электроэнергетическая подстанция выполняет функцию преобразования и распределения электроэнергии между различными категориями потребителей. Из-за наличия «потребителей электроэнергии I и II категорий, в цепях подстанции устанавливаются два трансформатора. Подстанция представляет собой комплекс оборудования для приема и распределения электроэнергии, включая коммутационную аппаратуру, сборные шины, измерительные приборы, устройства защиты и автоматики, а также устройства заземления и молниеотводы. Устройства релейной защиты используются для предотвращения развития аварий» [15].

В случае аварийного отключения одного из трансформаторов, устройство автоматического восстановления электроснабжения (АВР) обеспечивает сохранение электроснабжения потребителей. Автоматическое повторное включение (АПВ) представляет собой устройство, которое автоматически восстанавливает подачу электроэнергии после отключения защиты, предотвращая длительный перерыв в подаче электроэнергии.

Распределительное устройство подстанции – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электроэнергии и содержащая распределительные устройства, сборные шины, приборы учета, защиты и автоматики. [3]

Исходные данные электроэнергетических параметров подстанции представляют собой данные суточных графиков в разные периоды времени года. Данные представим в виде таблиц 3 – 6. Данные необходимы для последующих расчетов.

Таблица 3 – Электрические нагрузки суточных графиков основного потребителя в зимний и летний периоды

Часы суток	Зимний период		Летний период	
	$P_n$	$P_n$	$P_n$	$P_n$
	%	МВт	%	МВт
0	83	4,98	79	4,74
1	83	4,98	79	4,74
2	80	4,8	76	4,56
3	82	4,92	84	5,04
4	82	4,92	80	4,8
5	85	5,1	80	4,8
6	85	5,1	80	4,8
7	90	5,4	75	4,5
8	100	6	86	5,16
9	100	6	100	6
10	88	5,28	87	5,22
11	77	4,62	79	4,74
12	77	4,62	79	4,74
13	86	5,16	87	5,22
14	86	5,16	87	5,22
15	86	5,16	87	5,22
16	94	5,64	87	5,22
17	94	5,64	95	5,7
18	90	5,4	95	5,7
19	90	5,4	87	5,22
20	94	5,64	87	5,22
21	94	5,64	95	5,7
22	83	4,98	87	5,22
23	83	4,98	79	4,74

«Для развития автоматизации процессов передачи, преобразования и распределения электроэнергии в настоящее время разрабатывается концепция программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции.» [2]

Таблица 4 – Электрические нагрузки второй секции суточных графиков в зимний и летний периоды

Часы суток	Зимний период		Летний период	
	$P_n$	$P_n$	$P_n$	$P_n$
	%	МВт	%	МВт
0	75	3,75	86	4,3
1	62	3,1	77	3,85
2	46	2,3	77	3,85
3	46	2,3	67	3,35
4	40	2	62	3,1
5	40	2	62	3,1
6	48	2,4	70	3,5
7	44	2,2	88	4,4
8	77	3,85	93	4,65
9	84	4,2	100	5
10	100	5	92	4,6
11	84	4,2	92	4,6
12	77	3,85	87	4,35
13	85	4,25	96	4,8
14	93	4,65	96	4,8
15	83	4,15	86	4,3
16	80	4	86	4,3
17	62	3,1	76	3,8
18	77	3,85	84	4,2
19	77	3,85	88	4,4
20	72	3,6	83	4,15
21	72	3,6	86	4,3
22	84	4,2	90	4,5
23	75	3,75	86	4,3

Таблица 5 – Электрические нагрузки суточных графиков в зимний и летний периоды

Часы суток	Зимний период		Летний период	
	$P_n$	$P_n$	$P_n$	$P_n$
	%	МВт	%	МВт
0	60	1,32	60	1,32
1	60	1,32	60	1,32
2	65	1,43	60	1,32
3	60	1,32	54	1,188
4	54	1,188	54	1,188
5	54	1,188	54	1,188
6	64	1,408	54	1,188
7	67	1,474	65	1,43
8	83	1,826	78	1,716
9	93	2,046	83	1,826
10	100	2,2	100	2,2
11	93	2,046	80	1,76
12	88	1,936	75	1,65
13	83	1,826	75	1,65
14	83	1,826	75	1,65
15	76	1,672	70	1,54
16	76	1,672	75	1,65
17	80	1,76	75	1,65
18	80	1,76	67	1,474
19	72	1,584	67	1,474
20	63	1,386	60	1,32
21	63	1,386	60	1,32
22	68	1,496	64	1,408
23	60	1,32	60	1,32



Таблица 6 – Электрические нагрузки суточных графиков в зимний и летний периоды

Часы суток	Зимний период		Летний период	
	$P_n$	$P_n$	$P_n$	$P_n$
	%	МВт	%	МВт
1	2	3	4	5
0	20	0,9	16	0,72
1	20	0,9	16	0,72
2	20	0,9	16	0,72
3	20	0,9	16	0,72
4	20	0,9	16	0,72
5	20	0,9	16	0,72
6	31	1,395	29	1,305
7	31	1,395	29	1,305
8	16	0,72	14	0,63
9	16	0,72	14	0,63
10	16	0,72	14	0,63
11	16	0,72	14	0,63
12	16	0,72	14	0,63
13	16	0,72	14	0,63
14	16	0,72	14	0,63
15	16	0,72	14	0,63
16	16	0,72	14	0,63
17	16	0,72	14	0,63
18	100	4,5	100	4,5
19	100	4,5	100	4,5
20	100	4,5	100	4,5
21	75	3,375	74	3,33
22	60	2,7	57	2,565
23	20	0,9	16	0,72

Схема подстанции представлена на рисунке 6.

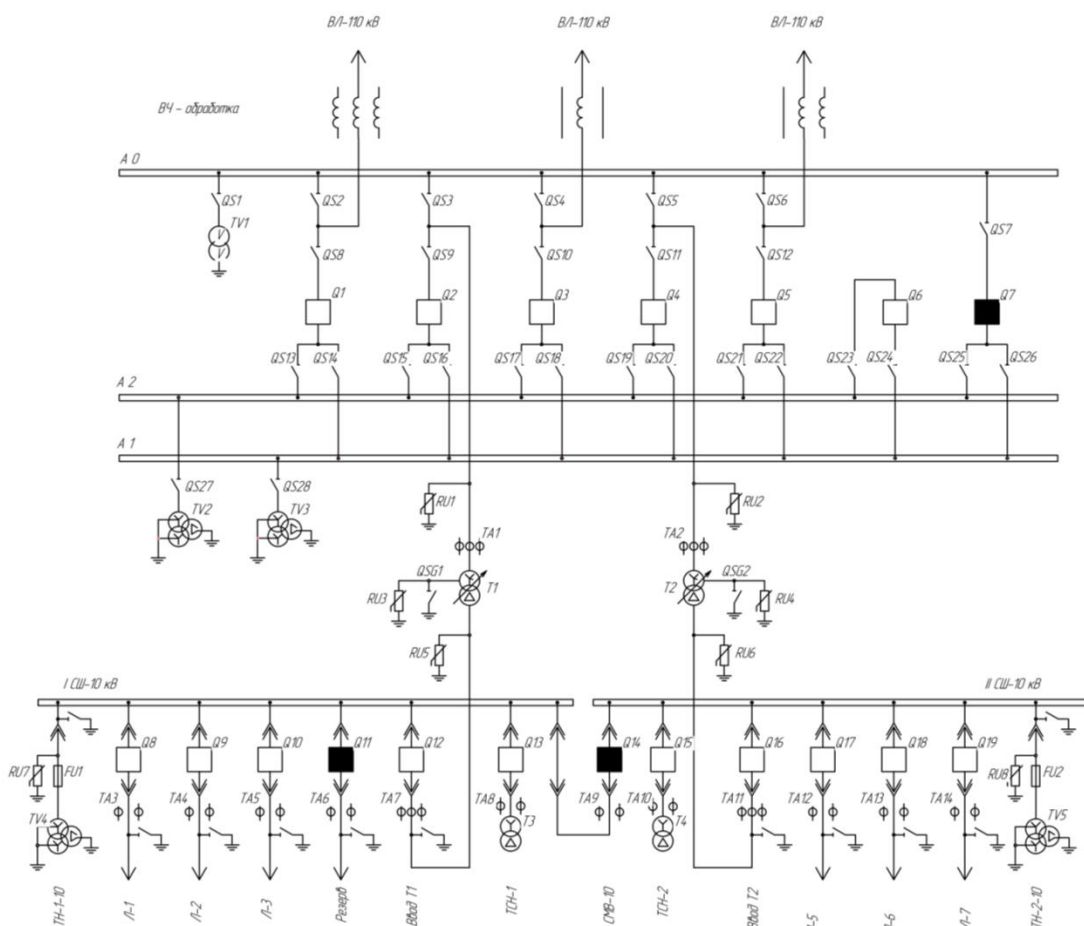


Рисунок 6 – Схема подстанции

Оперативный ток на подстанции 110/10 кВ будет поступать от АУОТ-16/20-110/220 УХЛ4, установленного в отдельной комнате и имеющего постоянное напряжение 220 В. Подключение потребителей постоянного тока будет осуществляться через распределительную панель с автоматическими выключателями, входящую в комплект ЗВУ. Установлены трансформаторы ТДН 40000/110 с мощностью 40 МВА [20]. Используются вакуумные выключатели ВВП-110 на линиях ВЛ напряжением 110 кВ. Трансформатор тока (ТТ) типа ТГФМ – 110Б-1-У1. Трансформатор напряжения типа НКФ-110- 83.

## 2.2 Разработка цифровой релейной защиты

Для защиты шин и отходящих присоединений 10 кВ используется комплексная система, включающая защиту, управление, текущий контроль, анализ и учет электроэнергии (терминал F650), а также защиту ТН 10 кВ (терминал MIV II). Основная защита линии 110 кВ выполняется дистанционной защитой (терминал D30). Этот микропроцессорный терминал предназначен для защиты ЛЭП до 220 кВ, имеет трехфазное исполнение и может использоваться как основная, резервная защита ЛЭП или резервная защита генераторов и трансформаторов в зависимости от проекта [21].

Терминал D30 из серии UR обладает усовершенствованными функциями защиты и управления, включая дистанционную фазную и земляную защиту, направление срабатывания ступеней защиты, выбор характеристик срабатывания и возможность ненаправленного применения для защиты шин или блокировки смежных защит [12].

«На трансформаторах устанавливаем комплекты защиты, включая основную защиту трансформатора (ДЗТ - терминал T35) и резервную защиту трансформатора МТЗ с пуском по напряжению (терминал F35)» [7].

При возникновении коротких замыканий «на землю в сильно нагруженных линиях, обе характеристики защиты (круговая и четырехугольная) используют контроль реактивного сопротивления, вызываемого током нулевой последовательности. Дополнительные функции направленной защиты объединены с основными дистанционными компараторами для повышения целостности направленности защиты. При использовании емкостных трансформаторов напряжения фильтрация цепей напряжения обеспечивает погрешность при переходном процессе не более 5%» [30].

«Терминал D30 может применяться для линий с продольной компенсацией или в непосредственной близости от таких линий. Для обеспечения надежной направленной защиты, терминал использует

встроенную функцию поляризации памяти напряжения до короткого замыкания. Смещение поляризующего напряжения используется для безошибочного функционирования ТНЗНП. Терминал можно настроить для работы в линии без компенсации, в этом случае встроенный адаптивный механизм функции дистанционной защиты отрегулирует уставку сопротивления. Этот механизм обеспечивает безопасность независимо от подсинхронных колебаний и воздействия последовательно включенных емкостей на кажущееся полное сопротивление.» [13]

Для выявления включения на КЗ предварительно обесточенной линии показана схема на рисунке 7.

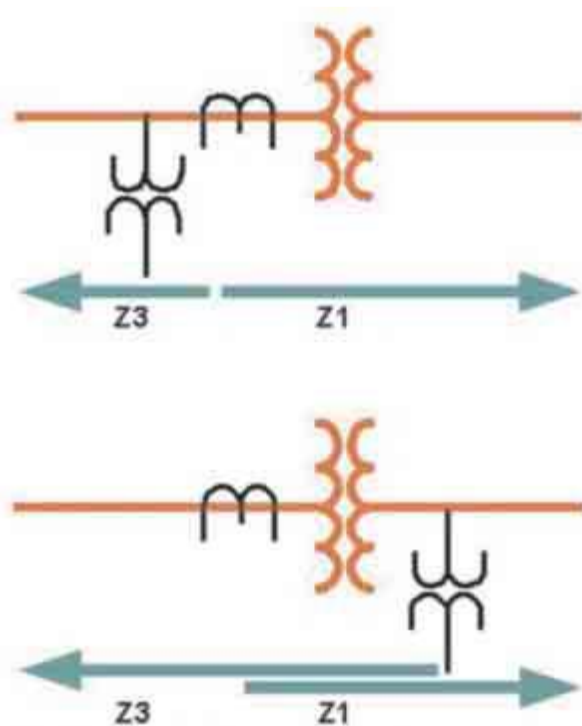


Рисунок 7 – Направление I степени ДЗ сквозь трансформатор

Также, терминал D30 имеет возможность «отслеживать пофазный износ (от тока дуги) контактов выключателя, следить за состоянием вспомогательных систем выключателя (аналоговые входы) и учитывать число включений/отключений (цифровые счетчики), что обеспечивает основные функции мониторинга состояния выключателя. Терминал D30

также предусматривает сигнализацию или даже блокирование управления при превышении максимальных уставок, устанавливаемых в соответствии с требованиями производителя выключателя» [29]. Показатели представлены на рисунке 8 в виде типовой схемы подключения.

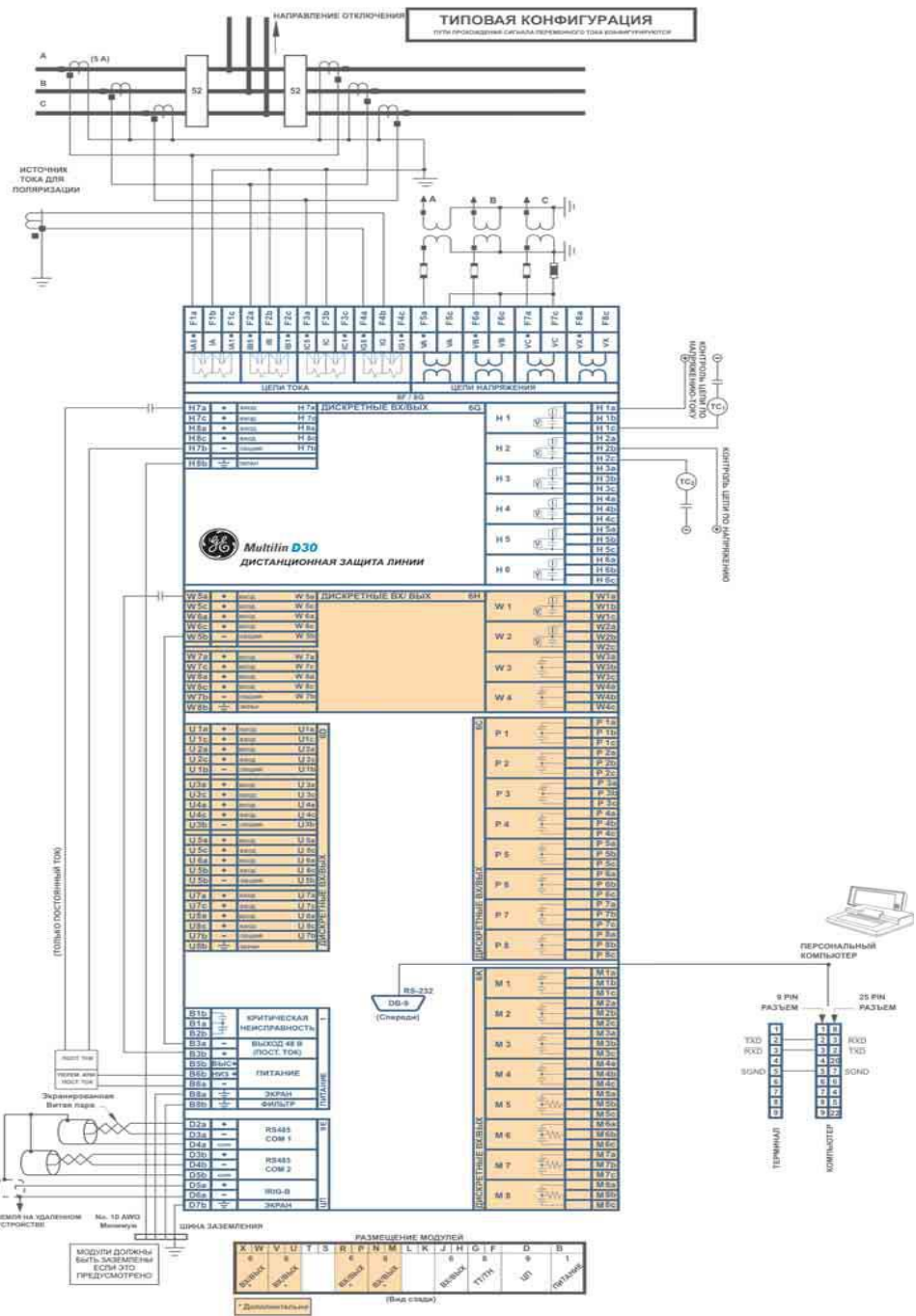


Рисунок 8 – Типовая схема подключения

«Элементы контроля синхронизма обычно используются для переключения двух частей системы при помощи одного или нескольких

выключателей. Устройство F60 имеет необходимые входы источника напряжения, дискретные входы и выходы, а также элементы контроля разности напряжений, фазовых углов и частоты для выполнения функции контроля синхронизма двух выключателей. С использованием устройства F60 можно проводить полный независимый контроль используемых выключателей» [30]. При интеграции с автоматизированной системой устройство F60 может служить вспомогательным средством для независимого контроля синхронизатора. На рисунке 9 показан пример применения устройства. [24]

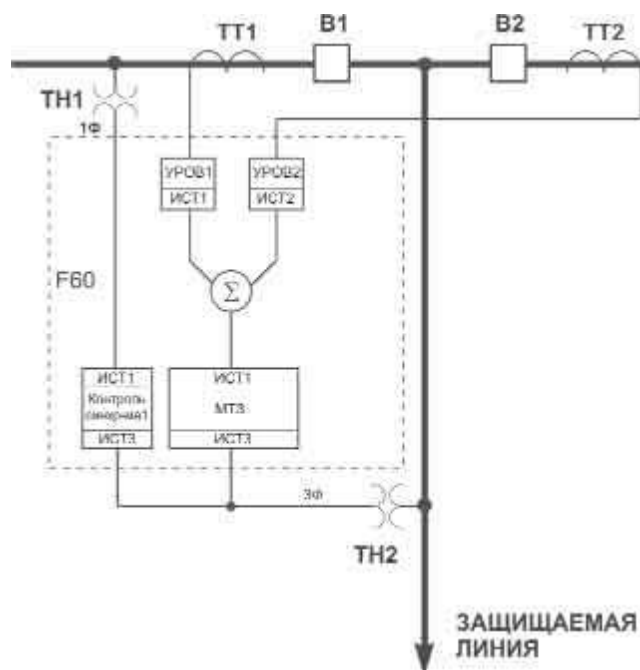


Рисунок 9 – Пример применения устройства F60 в схеме полтора выключателя на присоединение

«Для управления одним или двумя выключателями в устройстве предоставляются кнопки на лицевой панели, удаленные каналы связи или контактные входы. Терминал имеет функцию отслеживания пофазного износа (от токов КЗ) контактов несовпадения полюсов выключателя). Светодиод на лицевой панели указывает положение выключателя» [29].

Контроль переключателей вводов 10 кВ предлагается осуществлять с пультов управления, установленных в помещении пультов ОПУ, и через

систему АСУ ТП. Для избежания «одновременной подачи команд «включить/отключить» от различных систем управления на пультах управления имеются переключатели выбора режима управления. Управление выключателями соединений 10 кВ - локальное из ЗРУ 10 кВ и через систему АСУ ТП. Выбор режима управления выполняется переключателем на дверце релейного шкафа ячейки ЗРУ. Также предусмотрено удаленное управление выключателями 10 кВ в ЗРУ с портативного пульта» [8].

Предлагаем следующий объем автоматизируемых функций:

- «индивидуальное регулирование коэффициентов трансформации силовых трансформаторов под нагрузкой. Устанавливаются шкафы регулирования напряжения трансформаторов типа ШЭРА-РН-2051-2;
- охлаждение силовых трансформаторов;
- АВР на шинах 10 кВ и на шинах 0,4 кВ собственных нужд;
- автоматика обогрева шкафов наружной установки, помещений ЗРУ 10 кВ, помещения панелей защит;
- контроль уровня жидкости в маслоброннике, емкости пожаротушения и в выгребе;
- автоматика вентиляции ЗРУ 10 кВ, камер силовых трансформаторов;
- питание цепей оперативного тока и цепей сигнализации подстанции постоянным током 220 В выполняется от зарядно-выпрямительных устройств АУОТ-16/20-110/220 УХЛ4» [11].

«Питание цепей электромагнитной оперативной блокировки всех присоединений выпрямленным током 220 В выполняется с панели, расположенной в помещении панелей, от блока питания типа БПЗ 401. Помещения закрытой подстанции оборудуются автоматической 20 пожарной сигнализацией:

- в пространстве двойного пола помещения панелей;
- в кабельных каналах ЗРУ 10 кВ;

- в помещении кабельного этажа;
- в камерах трансформаторов Т1, Т2;
- в венткамерах вытяжных» [15].

Предусматриваются измерения:

- «трехфазных токов по вводам 10 кВ трансформаторов;
- активных и реактивных мощностей по вводам 10 кВ трансформаторов;
- токов по фидерам и ДГР 10 кВ и секционным выключателям 10 кВ;
- линейное и фазное напряжение и напряжение на разомкнутой обмотке ТН на стороне 10 кВ;
- линейных напряжений на секциях 0,4 кВ ЩСН;
- температуры в ОПУ, ЗРУ, камерах трансформаторов, наружного воздуха» [11].

Измерение токов, напряжений и мощностей на вводах трансформаторов 10 кВ осуществляется с использованием преобразователей МИР ПТ, МИР ПМ, МИР ПН, которые генерируют унифицированные выходные сигналы в диапазоне 4-20 мА. Эти сигналы подключаются к обмотке трансформаторов тока класса точности 0,5. Унифицированные выходные сигналы от преобразователей передаются в контроллер «Исеть». Команды телеуправления выключателями должны выполняться через релейные контакты контроллера. [14]

Управление коммутационными аппаратами следует осуществлять через переключатель выбора режимов «местное или дистанционное» с возможностью отображения его положения в системе АСУ ТП. Это обеспечит безопасность работ при ремонте или опробовании, а также позволит зафиксировать в системе АСУ ТП возможность доступа от местной системы управления для дополнительного контроля несанкционированных включений.



Для обеспечения релейной защиты на ПС 110/10 кВ планируется установка микропроцессорных устройств защиты для защиты и автоматики ячеек 10 кВ и шинных ТН 10 кВ [27].

Мгновенный ток используется для энергоснабжения цепей управления коммутационных аппаратов, релейной защиты, автоматики и сигнализации. На основной схеме комбинированного питания оперативных цепей, изображенной на рисунке 10, отображается соответствующая конфигурация [18].

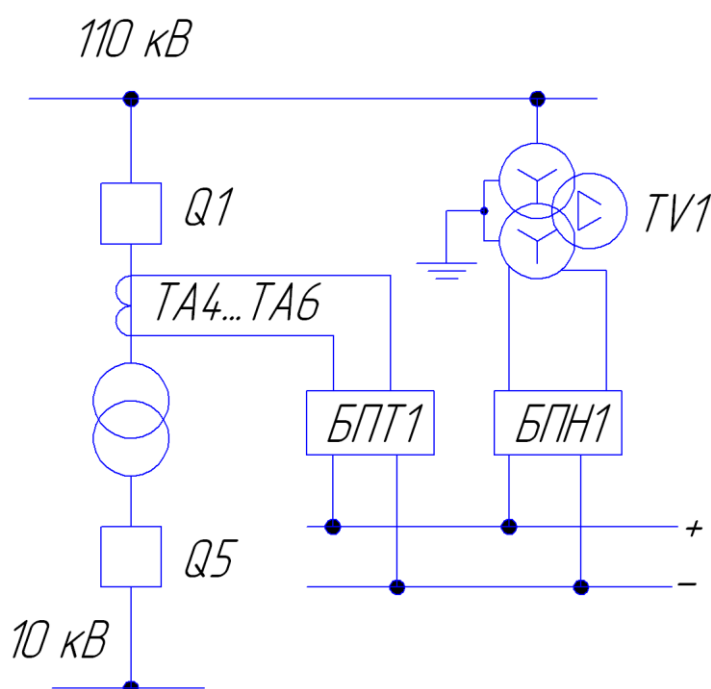


Рисунок 10 – Принципиальная схема комбинированного питания оперативных цепей

Основным требованием к источникам мгновенного тока является готовность к действию в различных условиях, включая ситуации короткого замыкания, когда напряжение на шинах подстанции может упасть до нуля. В рассматриваемой ПС используется переменный мгновенный ток [19].

Трансформаторы тока (ТТ) представляют собой важные устройства для измерения переменного тока. При выборе трансформаторов тока по напряжению необходимо учитывать требования к измерениям и

преобразованию тока. В процессе выбора следует оценить диапазон рабочих напряжений, для которых предназначен конкретный тип трансформатора тока. Корректный выбор трансформатора тока по напряжению позволяет обеспечить точность измерений и безопасность в работе электроэнергетических систем.

Для питания защитных устройств применяется комбинированное питание от трансформатора тока (ТА) и напряжения (TV) одновременно, а именно выпрямленный ток. Выбор трансформаторов тока осуществляется в соответствии с напряжением

$$U_{ном ап} \geq U_{ном сети} \cdot \quad (1)$$

«Выбор трансформаторов тока также осуществляется в соответствии с максимальным током»

$$I_{ном ап} \geq I_{н max} \cdot \quad (2)$$

«Выбираем трансформаторы тока по мощности нагрузки вторичной обмотки в требуемом классе точности»

$$S_{2ном ТА} \geq S_{2 расч} \cdot \quad (3)$$

$$r_{2ном ТА} \geq r_{2 расч} \cdot \quad (4)$$

Для ячеек 10 кВ выберем:

$$I_{ном ап} \geq I_{н max} = 400 \geq 400 \text{ А}$$

$$r_{приб} = 6,5/25 = 0,26 \text{ Ом}$$

$$r_{2ном ТА} = 10/25 = 0,4 \text{ Ом}$$

$$r_{пров} = 0,4 - 0,26 - 0,05 = 0,09 \text{ Ом}$$

$$F=0,0285 \cdot 65/0,49=3,8=20,6 \text{ мм}^2$$

Выбираем трансформаторы ТН

$$U_{\text{ном TV}} = U_{\text{ном сети}} \quad (13)$$

Данные сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Потребляемая мощность электрических приборов, подключенных к трансформатору тока

Наименование прибора	Потребляемая мощность одного прибора	Количество приборов в фазе	Потребляемая мощность
	ВА	шт	ВА
Амперметр	0,50	1,0	0,50
Варметр	0,50	1,0	0,50
Ваттметр	0,50	1,0	0,50
Счетчик активной энергии	2,50	1,0	2,50
Счетчик реактивной энергии	2,50	1,0	2,50
Итого	-	-	6,50

При выборе трансформаторов необходимо учитывать вторичную нагрузку и требуемый класс точности подключенных к ним измерительных приборов. Это обеспечит соответствие работы трансформаторов спецификациям и потребностям системы, что в свою очередь гарантирует надежные и точные измерения

$$S_{\text{ном TV}} \geq \Sigma S_{\text{приб.}} \quad (14)$$

Данные сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Для ячеек 10 кВ

Тип трансформатора	Вариант исполнения	Номинальный первичный ток, А	Трехсекундная термическая стойкость или кратность	Электродинамическая стойкость или кратность	Номинальная вторичная нагрузка, ВА		Номинальная предельная кратность при номинальной нагрузке
					Измерительной обмотки	Защитной обмотки	
ТЛ-10	0,5/10Р	400	50	51	10	15	15

$$\sum S_{\text{приб}} = \sqrt{\sum P_{\text{приб}}^2 + \sum Q_{\text{приб}}^2} \quad (15)$$

$$\sum S_{\text{приб}} = \sqrt{18^2 + 24,2^2} = 30,2 \text{ ВА}$$

Трансформаторы напряжения играют важную роль в электроэнергетических системах сборных шин низкого и среднего напряжения. Они устанавливаются на каждой секции или системе сборных шин для обеспечения точного измерения напряжения. Каждая катушка напряжения приборов этой секции или системы сборных шин подключается к соответствующему трансформатору напряжения, что способствует эффективному контролю и управлению электрическими параметрами системы. Такое распределение трансформаторов по секциям позволяет обеспечить точное и надежное измерение напряжения в каждой части системы, что является важным аспектом для обеспечения безопасности и эффективной работы всей электроэнергетической системы.

«Линии 110 кВ оборудованы следующими устройствами РЗА. Дистанционная защита (ДЗ): служит для защиты линии от всех видов междуфазных коротких замыканий в пределах защищаемой зоны. Она оборудована тремя ступенями, действие которых обусловлено величиной тока короткого замыкания. Наиболее большому по величине току короткого замыкания соответствует первая ступень дистанционной защиты. При близких однофазных коротких замыканиях возможна одновременная работа I ступени дистанционной защиты и I ступень направленной токовой защиты нулевой последовательности. Защита оборудована устройством блокировки при неисправностях в цепях напряжения типа КРБ-12 (установлен в блоке ДЗ-2) и устройством блокировки при качаниях типа КРБ-126. Дистанционным органом I и II ступени является комплект ДЗ-2. В качестве дистанционного органа III ступени служит комплект КРС-1» [8].

Для расчета суммарной мощности всех устройств, подключенных к трансформатору напряжения, необходимо составить таблицу 9. В этой таблице указаны все устройства, их соответствующие мощности и другие параметры, необходимые для правильного расчета общей мощности. Это позволит эффективно управлять и контролировать нагрузку, подключенную к трансформатору напряжения, и обеспечит оптимальное использование мощности в системе.

Таблица 9 – Потребляемая мощность приборов, подключенных к трансформатору напряжения

Наименование прибора	Потребляемая мощность одного катушки	Число катушек в приборе	Число приборов	cosφ	Потребляемая активная мощность (P)	Потребляемая реактивная Мощность (Q)
	ВА	шт	шт		Вт	вар
Вольтметр	2	1	1	1	2	-
Варметр	1,5	2	1	1	3	-
Ваттметр	1,5	2	1	1	3	-
Счетчик активной энергии	2	2	1	0,38	4	9,7
Счетчик реактивной энергии	3	2	1	0,38	6	14,5
Итого					18	24,2

«Возможность блокировки от качаний I, II или III ступени дистанционной защиты задаётся уставками РЗА. Четырёхступенчатая направленная защита нулевой последовательности (НТЗНП) выполнена с помощью комплекта КЗ-10А. Она действует на отключение СВМ-110 кВ при однофазных замыканиях на землю в зоне защиты. Работе I ступени НТЗНП соответствует наибольший ток однофазного короткого замыкания. Токовая отсечка выполнена на базе блока КЗ-9 и реагирует на междуфазные короткие замыкания на ВЛ-110 кВ и действует на отключение СВМ-110 кВ» [8].

«Все вышеперечисленные защиты объединены в два отдельных комплекса защит от всех видов повреждений. Каждый из комплексов защит включается на разные вторичные обмотки трансформаторов тока и на разные

автоматические выключатели оперативного постоянного тока. Первый комплекс состоит из двухступенчатой I и II ступени дистанционной защиты от многофазных коротких замыканий с пуском устройства блокировки при качаниях и IV ступени НТЗНП с отдельно установленным на панели реле направления мощности. Второй комплекс состоит из III ступени дистанционной защиты, контролируемой устройством блокировки при неисправности цепей напряжения, токовой отсечки от многофазных коротких замыканий и трёхступенчатой НТЗНП. Каждый комплекс имеет свои выходные и промежуточные реле, испытательные блоки в цепях переменного тока, напряжения и постоянного оперативного тока» [15].

«Для защиты ВЛ-10кВ и ВВк 10 кВ от междуфазных к.з. установлена микропроцессорная токовая защита МТЗ-610Л.3(М). Устройство выполняет следующие функции:

- трёхступенчатую МТЗ с независимой выдержкой времени;
- одно или двукратное АПВ;
- пофазную индикацию действующих значений тока защищаемого присоединения;
- местный и дистанционный ввод, хранение и отображение уставок защит и автоматики;
- регистрацию аварийных параметров защищаемого присоединения;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации» [16].

«Подача энергии на блок защиты А1 осуществляется постоянным током от блока питания А2, который подключен к источникам переменного тока через автоматический выключатель SF. Для обеспечения питания цепей ВВ используется автоматический выключатель SF1, который активируется как от постоянного, так и от переменного тока. Отключение выключателя происходит только от постоянного тока. Управление цепями ВВ

осуществляется с помощью кнопок SB1 "ВКЛ" и SB2 "ВЫКЛ", установленных на передней панели релейного отсека» [16].

«При срабатывании МТЗ или Т.О. (III и II ступени) выключатель отключается, активируется указательное реле КН1 (аварийное отключение) и включается сигнализация. При включенной сигнализации активируется звуковой сигнал и индикаторная лампа HL1 (указатель не поднят). Реле P5 также срабатывает одновременно, отправляя сигнал блокировки ЛЗШ в схему защиты ввода 10 кВ. При отказе выключателя и наличии тока через ВВ защищаемого присоединения срабатывает реле P4, отправляя сигнал УРОВ, который отключает ввод 10 кВ с задержкой времени УРОВ. Для включения и выключения цепей УРОВ и ЛЗШ служат ключи САК1 УРОВ и САК2 ЛЗШ, установленные на передней панели релейного отсека» [16].

Данное устройство может применяться для охраны компонентов распределительной сети как независимый агрегат или в сочетании с другими релейными защитными устройствами (например, резервный защитный механизм силового трансформатора, газовая система защиты и прочее). Сириус всегда находится в активном режиме контроля тока.

Оно изучает «электрические параметры аналоговых входных сигналов фазных токов I на стороне высокого и низкого напряжения силового трансформатора. Система периодически замеряет мгновенные значения вторичных токов на всех сторонах трансформатора с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Измерения включают коррекцию аperiodической составляющей и отфильтровывание высших гармоник входных сигналов.

Дифференциальные и тормозные токи трех фаз рассчитываются на основе полученных данных. Актуальное значение первой гармоники входных сигналов применяется» для сравнения с настройками ступеней защиты от сверхтоков.

Исходя из обработанных значений, рассчитываются фактические значения требуемых величин и сравниваются с заданными значениями.

Защиты устройства активируются, если как минимум одно из контролируемых значений превышает установленное значение. Затем «запускаются временные задержки, установленные для каждого этапа срабатывания. Если входные токи падают ниже порогового значения, задержка времени сбрасывается» [11].

Устройство получает команду на срабатывание от реле отключения. При срабатывании контактов реле, причина (тип сработавшей защиты, внешнее срабатывание или команда) и время срабатывания защиты регистрируются по встроенным календарным часам.

«Входная и выходная компонентная база обеспечивает совместимость с различными устройствами защиты и автоматики от различных производителей, включая электромеханические, электронные, микропроцессорные, а также обеспечивает взаимодействие со стандартными системами телемеханики.

Устройство оснащено каналами связи для передачи информации о аварийных отключениях на компьютер, возможности просмотра и изменения настроек, а также контроля текущего состояния устройства» [11]. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус» предназначено для обеспечения функций основной защиты трехфазного трансформатора высокого напряжения от 35 до 220 кВ.

Также обеспечивает защиты по току (сверхтоковую защиту) на высокой, средней и низкой сторонах трансформатора, выполненные с внешним комбинированным пуском по напряжению.

Он также может быть использован в качестве дифференциального автотрансформатора.

Характеристики показаны в таблице 10.



Таблица 10 – Технические характеристики

Наименование	Параметры
Номинальные входные сигналы Входной номинальный переменный ток фаз, In Частота переменного тока	5А или 1А 50Гц
Электропитание Напряжение оперативного питания Диапазон частоты Номинальная частота Максимальный бросок тока при подаче напряжения питания Потребляемая мощность, не более	90-250 В /DC или AC/ 45–55 Гц 50 Гц 10А, 1 мкс 5В·А + 0,4 В·А на каждый вкл. дискретный выход
Кратковременное пропадание напряжения питания Время готовности к самотестированию Время самотестирования устройства после подачи на него напряжения питания	500 мс 50 мс 250 мс
Передача информации Тип протокола Интерфейс Параметры связи: – скорость интерфейса RS485 – скорость интерфейса RS232	Modbus RTU (Modicon) RS485, RS232 Настраиваемая Фиксированная 19200 В/с

«Цифровое реле дифференциальной защиты трансформатора, как правило, выпускается в отдельном исполнении, т.е. отдельным блоком, например, реле типа Seram 2000 – D21 для двухобмоточных и Seram 2000 – D31 для трехобмоточных трансформаторов, причем эти реле подключаются к отдельным (от МТЗ) трансформаторам тока сторон ВН и НН.

В отличие от аналоговых дифференциальных защит с реле РНТ, ДЗТ-11, ДЗТ-21 в цифровых защитах выравнивание вторичных токов в плечах защиты по величине и фазе производится программным (расчетным) способом. Поэтому нет необходимости рассчитывать число витков уравнительных и рабочей обмоток.

Кроме того, от тока небаланса, вызванного бросками токов намагничивания трансформатора в цифровых реле эффективно отстраиваются за счет блокировки реле по 2- и 5-ой гармоникам дифференциального тока» [16].

«Исходные данные и расчет токов короткого замыкания в программном комплексе ТКЗ – 3000», представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Режимы

№ узла	Ток короткого замыкания, А	
	max режим	min режим
1	11285	4771
2	1471	1386
3	3214	3104
4	5774	5000
5	3911	3387
6	993,72	983,56
7	778,73	772,48
8	1253,20	1237,09
9	1067,39	1055,68
10	1802,15	1671,70
11	1370,01	1293,29
12	1956,43	1803,63
13	1223,34	1161,80
14	1556,65	1458,35
15	1556,65	1458,35

«Глубокая отстройка от бросков тока намагничивания позволяет в цифровых реле минимальный дифференциальный ток срабатывания защиты ( $I_{dmin}$ ) принять равным 30 % номинального тока трансформатора. Для сравнения в защитах с реле типа ДЗТ-11 ток срабатывания равен 150 % номинального. Принцип торможения дифференциальной защиты при сквозных токах КЗ остался прежним. При внешнем КЗ за пределами зоны действия дифференциальной защиты, трансформаторы тока стороны НН обтекаются током и реле автоматически загрубляется, т.е. ток срабатывания его увеличивается по мере роста тока сквозного замыкания (тормозного тока). Уставкой по степени торможения в цифровых реле принято считать отношение дифференциального тока ( $I_d$ ) к тормозному току ( $I_t$ ) в процентах и рассчитывается оно по выражению» [17]

$$\frac{I_d}{I_t} \geq K_n (K_a \varepsilon + \Delta U), \quad (16)$$

«где  $K_n$  – коэффициент надежности равен 1,2;

$K_a$  – коэффициент, учитывающий рост погрешности при больших токах за счет апериодической составляющей, принимается равным 1,5;

$\Delta U$  – диапазон регулирования коэффициента трансформации защищаемого трансформатора, в зависимости от типа трансформатора и регулятора РПН значение  $\Delta U$  принимается равным 16% или 10%.»

Зона настройки процентного торможения реле находится в диапазоне от 15 до 50%.

«Чувствительность дифференциальной защиты оценивается при минимальном токе двухфазного КЗ на выводах НН трансформатора по формуле»

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / (0,3I_{\text{ном.тр}}), \geq 2 \quad (17)$$

«где  $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$  – приведенный к стороне ВН двухфазный ток КЗ, который при схеме соединения трансформаторов тока на стороне ВН в звезду численно равен трехфазному току КЗ.»

«Степень торможения оценивается при трехфазном максимальном токе КЗ на шинах НН подстанции по выражению»

$$Id = \left( \frac{Id}{It} \right)_{\text{уст}} \cdot \frac{I_{\text{к.мах}}^{(3)}}{I_{\text{ном.тр}}} \quad (18)$$

«По формулам 18-23 рассчитаем дифференциальную защиту для трансформатора Т-1»

$$\frac{Id}{It} \geq 1,2(1,5 \cdot 10 + 16) = 37,2\% .$$

«Принимается 40%-ная тормозная характеристика.»

$$K_{\text{ч}} = 2783 \cdot \left(\frac{10}{110}\right) / (0,3 \cdot 33) = 25,5 \geq 2 ,$$

$$I_d = 40 \cdot \frac{3214}{363} = 354\% .$$

«Установка возросла в 9,57 от номинального тока трансформатора.»

«Для трансформатора Т-2:»

$$\frac{I_d}{I_t} \geq 1,2(1,5 \cdot 10 + 10) = 30\% .$$

«Принимается 30%-ная тормозная характеристика.»

$$K_{\text{ч}} = 3387 \cdot \left(\frac{10}{35}\right) / (0,3 \cdot 41,2) = 78,0 \geq 2 ,$$

$$I_d = 30 \cdot \frac{3911}{144,2} = 813,66\% .$$

«Установка возросла в 27,1 от номинального тока трансформатора.»

«Ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается по трем условиям согласно. Несрабатывание защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок» [11]

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{рабмакс}}, \quad (19)$$

«где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности несрабатывания;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата максимальных реле тока;

$K_{\text{сзп}}$  – коэффициент самозапуска нагрузки;

$I_{\text{рабмакс}}$  – максимальный рабочий ток линии.»

«Согласование чувствительности защит последующего и предыдущего элемента»:

$$I_{сзпосл} \geq K_{нс} \cdot (I_{сзпред} + \sum I_{рабмакс}), \quad (20)$$

«где  $K_{нс}$  – коэффициент надежности согласования [23],  $K_{нс}=1,1$ ;

$I_{сзпред}$  – наибольшее значение тока срабатывания максимальных токовых защит предыдущих элементов;

$\sum I_{рабмакс}$  – сумма значений рабочих токов нагрузки предыдущих элементов».

«Обеспечение достаточной чувствительности при КЗ в конце защищаемого элемента»

$$K_{чО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I^{(3)}_{К.МІN}}{I_{с.з.}}, \quad (21)$$

«где  $K_{чО}$  – коэффициент чувствительности защиты,  $K_{чО} \geq 1,5$ ;

$I^{(3)}_{К.МІN}$  – минимальный трехфазный ток трехфазного короткого замыкания.»

«Ток срабатывания реле определяется по формуле»

$$I_{ср} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}}{n_{тТ}}, \quad (22)$$

«где  $I_{с.з.}$  – ток срабатывания защиты (первичный);

$n_{тТ}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$K_{сх}$  – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и реле [23],  $K_{сх} = 1$ ».

«Произведем расчет уставки МТЗ для выключателя Q6»

$$I_{сс} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 145 = 166,15 A,$$

$$I_{CP} = \frac{166,15 \cdot 1}{100/5} = 4,154 \approx 4,15 \text{ A},$$

$$I_{сз} = 4,15 \cdot 200/5 = 168 \text{ A}.$$

«Проверяем чувствительность защиты»

$$K_{чочн} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{983,56}{168} = 5,1 \geq 1,5.$$

«Произведем аналогичный расчет уставки МТЗ для выключателя Q7-Q15. Результаты приведем в таблицу 12».

Таблица 12 – Расчет уставок МТЗ для отходящих линий 10 кВ

Название выключателя	Сверх ток $I_{сс}$ , А	Ток срабатывания реле $I_{ср}$ , А	Ток срабатывания защиты $I_{сз}$ , А	Коэффициент чувствительности $K_{чочн}$ , А
Q1	166,15	4,15	168	5,1
Q2	166,15	4,15	168	4,0
Q3	189,06	4,73	188	5,8
Q9	189,06	4,73	188	5,0
Q10	166,15	4,15	168	8,6
Q11	166,15	4,15	168	6,7
Q12	166,15	4,15	168	9,3
Q13	166,15	4,15	168	6,0
Q14	166,15	4,15	168	7,5
Q15	166,15	4,15	168	7,5

«Ток на высокой и низкой стороне трансформатора Т1» [11]

$$I_{нт} = \frac{S_{номт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 10^3, \quad (23)$$

«где  $S_{номт}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение, кВ».

«Находим ток на низкой стороне трансформатора Т1, Т2 по формуле (23)»

$$I_{ннт1} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 10^3 = 346 A,$$

$$I_{ннт2} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 10^3 = 137 A.$$

«Находим ток на высокой стороне трансформатора Т1, Т2 по формуле (23)»

$$I_{внт1} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 10^3 = 31,6 A,$$

$$I_{внт2} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 37,5} \cdot 10^3 = 38,5 A.$$

«Произведем расчет уставки МТЗ для секционного выключателя по формулам (20) - (23)»

$$I_{сз} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 1 \cdot 346 = 396,46 A,$$

$$I_{сзQ16} = 1,1 \cdot (188 + 346) = 587,4 A,$$

$$I_{ср} = \frac{587,4 \cdot 1}{600/5} = 4,895 \approx 4,9 A,$$

$$I_{сз} = 4,9 \cdot 600/5 = 588 A.$$

«Проверяем чувствительность защиты»

$$K_{чоч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{3104}{588} = 4,57 \geq 1,5.$$

«Произведем расчет уставки МТЗ для вводных выключателей Q по формулам (20) - (23)»

$$I_{сз} = \frac{1,1}{0,96} \cdot (1 \cdot 346 + 137) = 553,44 \text{ A},$$

$$I_{сз} = \frac{1,1}{0,96} \cdot (346 + 137) = 553,44 \text{ A},$$

$$I_{ср} = \frac{553,44 \cdot 1}{600/5} = 4,61 \approx 4,6 \text{ A},$$

$$I_{сз} = 4,6 \cdot 600/5 = 552 \text{ A}.$$

«Проверяем чувствительность защиты вводных выключателей»

$$K_{чочн} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{3104}{552} = 4,87 \geq 1,5.$$

«Ток срабатывания защиты при минимальном коэффициенте трансформации за счет действия переключателя РПН для выключателей Q1, Q2»

$$I_{сзвн} = I_{сз} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн} \cdot (1 - \Delta U_{рпн})}, \quad (24)$$

«где  $I_{сз}$  – ток срабатывания защиты, А;

$U_{нн}$  – номинальное напряжение низкой стороны трансформатора, кВ;

$U_{вн}$  – номинальное напряжение высокой стороны трансформатора, кВ;

$\Delta U_{рпн}$  – диапазон регулирования коэффициента трансформации трансформатора [11],  $\Delta U_{рпн} = 0,16$ .»

«Ток срабатывания защиты при минимальном коэффициенте трансформации за счет действия переключателя РПН по формуле (24)»



$$I_{сзвн1} = 552 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 60 A,$$

$$I_{сзвн2} = 552 \cdot \frac{10,5}{37,5 \cdot (1 - 0,16)} = 184,33 A.$$

«Произведем расчет уставки МТЗ для выключателей стороны высокого напряжения Q1, Q2 по формулам (20) - (23)»

$$I_{сз1} = 1,1 \cdot (552 \cdot \frac{10,5}{115} + 31,6) = 90,2 A,$$

$$I_{сз} = 1,1 \cdot (552 \cdot \frac{10,5}{37,5} + 38,5) = 212,37 A,$$

$$I_{ср1} = \frac{90,2 \cdot 1}{100/5} = 4,51 \approx 4,5,$$

$$I_{ср2} = \frac{212,37 \cdot 1}{200/5} = 5,3 \approx 5,3 A,$$

$$I_{сз1} = 4,5 \cdot 100/5 = 90 A,$$

$$I_{сз} = 5,3 \cdot 200/5 = 212 A,$$

$$K_{чоч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{4771}{90} = 106,02 \geq 1,5,$$

$$K_{чоч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5000}{212} = 20,4 \geq 1,5.$$

«Произведем выбор времени срабатывания МТЗ.»

«Выдержки времени МТЗ выбираются по ступенчатому принципу, то есть последующая защита должна иметь большую выдержку времени, чем предыдущая на ступень селективности  $\Delta t = 0,3$  с. Время отключения вакуумного выключателя» [9]

$$t_{Q6} = t_{Q7} = t_{Q8} = t_{Q9} = t_{Q10} = t_{Q11} = t_{Q12} = t_{Q13} = t_{Q14} = t_{Q15} = 0,03 + 0,3 = 0,33 \text{ с},$$

$$t_{Q16} = t_{Q6} + \Delta t = 0,33 + 0,3 = 0,63 \text{ с},$$

$$t_{Q4} = t_{Q5} = 0,63 + 0,3 = 0,93 \text{ с,}$$

$$t_{Q1} = t_{Q2} = 0,93 + 0,3 = 1,23 \text{ с.}$$

Максимальную токовую защиту всех последующих участков отстраиваем от повреждений на предыдущих участках для соблюдения требования селективности.

### **2.3 Проектирование и реализация системы АСУ ТП**

Для данного проекта выбрано программное обеспечение SCADA Trace Mode 6 ввиду его широкого распространения и ряда преимуществ. SCADA Trace Mode 6 - это программное обеспечение для систем сбора, обработки и визуализации данных, предназначенное для автоматизации технологических процессов и контроля за промышленным оборудованием:

- SCADA Trace Mode 6 обеспечивает визуальное представление технологических процессов и позволяет операторам мониторить и управлять оборудованием через графический интерфейс. Оно предоставляет широкий спектр инструментов для создания графических элементов, анимаций, диаграмм и панелей управления;
- ПО способно собирать данные из различных источников, таких как контроллеры, датчики, базы данных и другие информационные системы. Оно обеспечивает возможность считывать и обрабатывать данные в режиме реального времени;
- SCADA Trace Mode 6 позволяет проводить анализ полученных данных, строить отчеты и графики, создавать тренды и гистограммы;
- SCADA Trace Mode 6 поддерживает различные протоколы связи и может интегрироваться с различными типами оборудования и систем автоматизации. Также оно обладает гибкой архитектурой,

позволяющей расширять его функциональность и добавлять новые модули и возможности;

- SCADA Trace Mode 6 обеспечивает возможности для настройки системы безопасности, включая управление доступом, аудит действий пользователей, шифрование данных и защиту от несанкционированного доступа;
- взаимодействие с (MES) и другими программными продуктами, что обеспечивает единую информационную среду для предприятия.

ПО соответствует промышленным стандартам безопасности и управления, таким как OPC, Modbus, DNP3, что обеспечивает совместимость с широким спектром оборудования и технологий. Разработчики SCADA Trace Mode 6 обеспечивают техническую поддержку пользователям, включая консультации, обновления программного обеспечения и регулярное обучение операторов и администраторов системы.

При сравнении с другими аналогичными системами, SCADA Trace Mode 6 выделяется своей гибкостью, высоким уровнем безопасности и возможностью масштабирования.

Недостатки SCADA Trace Mode 6:

- сложность в освоении системы для новых пользователей из-за большого количества функциональных возможностей;
- система требует значительных инвестиций как в начальную установку, так и в обучение персонала.

SCADA Trace Mode 6 обладает широким набором функций, начиная от визуализации и управления технологическими процессами до сбора, анализа и представления данных. Это программное обеспечение позволяет операторам мониторить и управлять промышленным оборудованием через графический интерфейс, предоставляя разнообразные инструменты для создания графических элементов, анимаций, диаграмм и панелей управления. Оно также способно собирать данные из различных источников, таких как

контроллеры, датчики, базы данных и другие информационные системы, а затем обрабатывать их в реальном времени.

SCADA Trace Mode 6 обеспечивает анализ полученных данных, создание отчетов, построение трендов и гистограмм для выявления аномалий и повышения эффективности производственных процессов. ПО также предоставляет возможность программирования логики работы системы, настройки алгоритмов управления, конфигурирования пользовательских интерфейсов и определения прав доступа операторов к данным.

Важной характеристикой является безопасность: SCADA Trace Mode 6 позволяет настраивать систему безопасности, включая управление доступом, аудит действий пользователей, шифрование данных и защиту от несанкционированного доступа. Кроме того, программа поддерживает интеграцию с другими системами автоматизации, соответствует промышленным стандартам и обладает возможностью расширения функциональности через добавление новых модулей. Техническая поддержка пользователей, обновления программного обеспечения и регулярное обучение операторов и администраторов системы также входят в список функций SCADA Trace Mode 6.

Таким образом, SCADA Trace Mode 6 является мощным инструментом для автоматизации и контроля технологических процессов, предлагая широкий функционал для обработки данных, визуализации процессов и управления оборудованием в промышленных и других технических системах.

Энергосбережение на предприятии реализовано автоматической системой контроля, учета и измерения показателей энергоснабжения. На предприятии внедрена автоматизированная система учета и контроля энергопотребления, которая отслеживает и измеряет показатели энергоснабжения с целью реализации мер по энергосбережению.

На рисунке 11 и рисунке 12 приведены пример вывода информации на дисплей компьютера оператора [11].

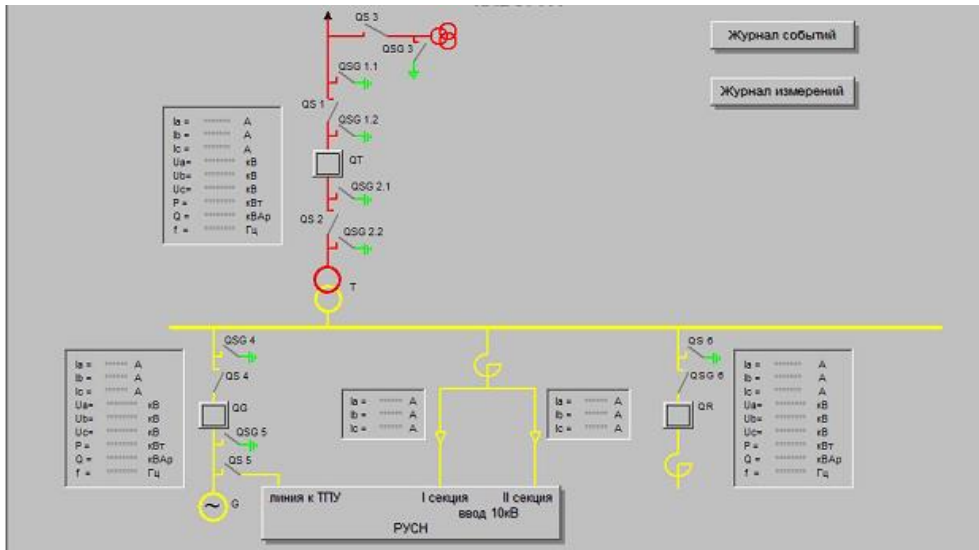


Рисунок 11 – Пример экрана главной мнемосхемы ПС

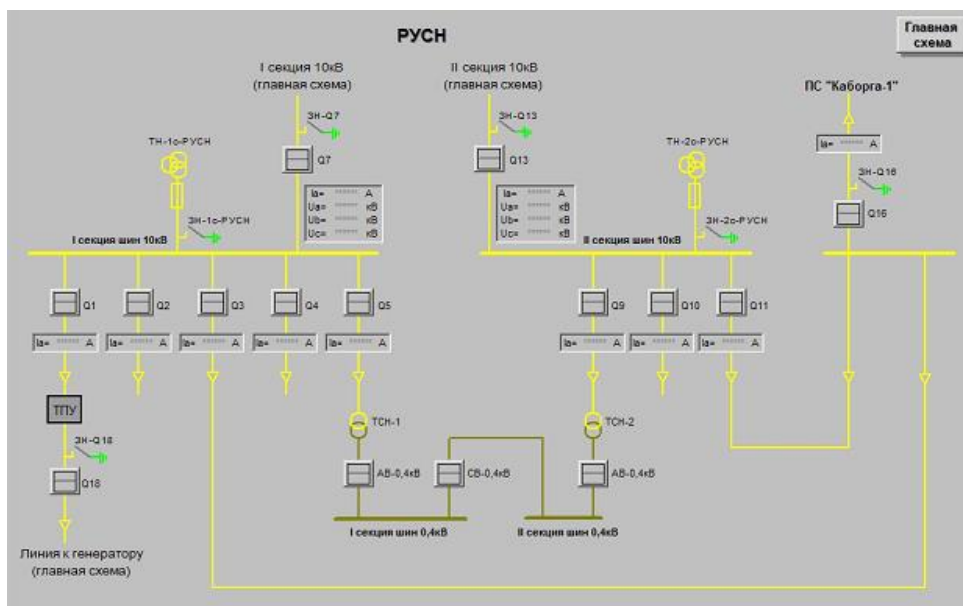


Рисунок 12 – Пример экрана мнемосхемы ОРУ 10 кВ

Представим структурную схему предлагаемой к реализации АСУ ТП на рисунке 13.

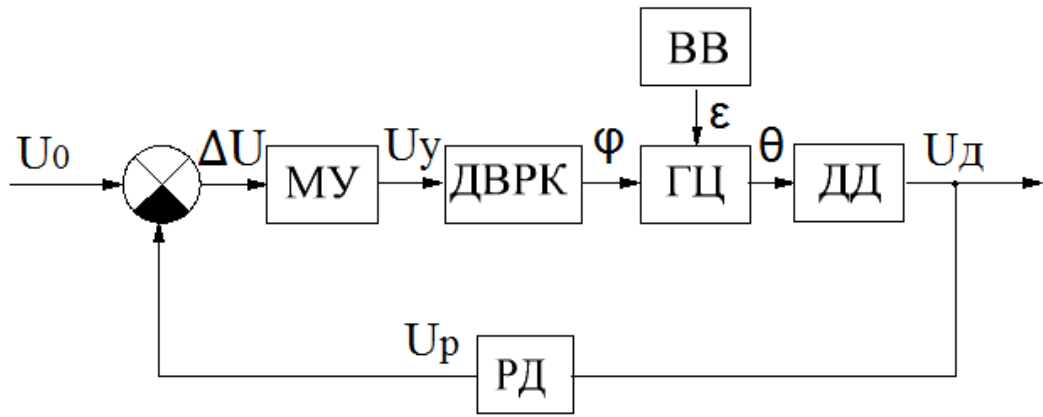


Рисунок 13 – Структурная схема системы

Представим математическую модель на рисунке 15.

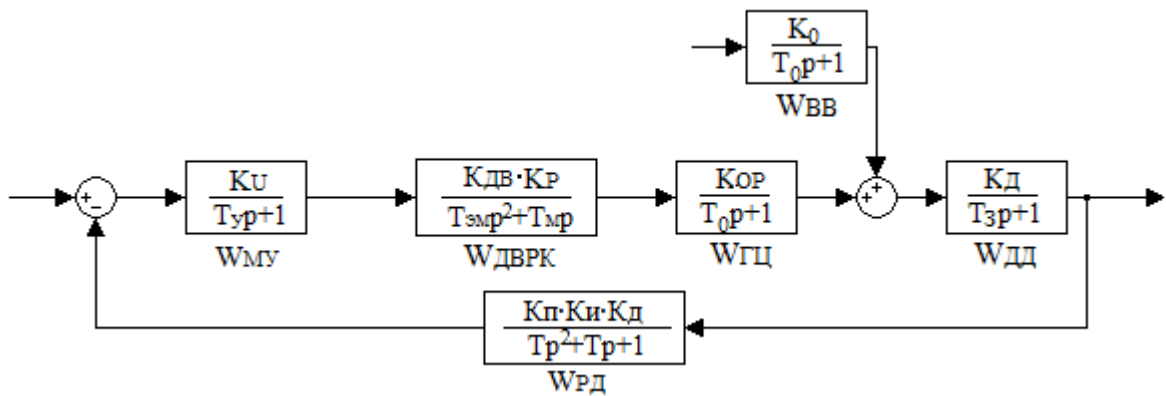


Рисунок 14 – Математическая модель

Подставив коэффициенты, получим следующую схему на рисунке 15.

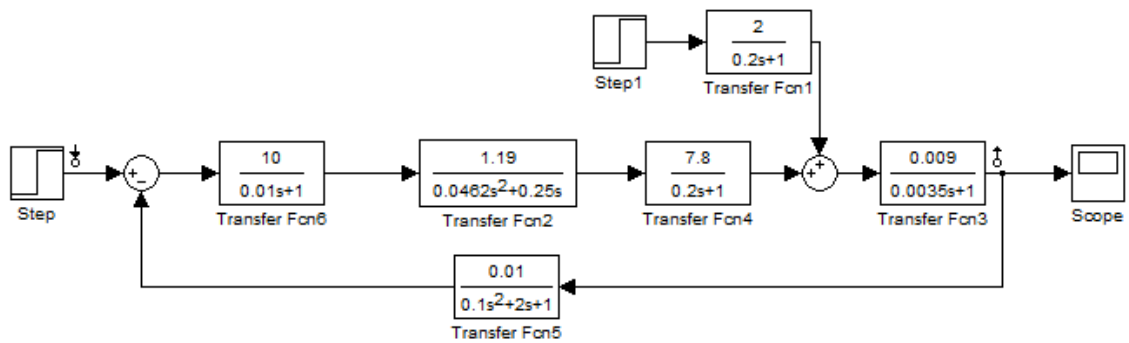


Рисунок 15 – Математическая модель системы

Представим выходную характеристику системы на рисунке 16.

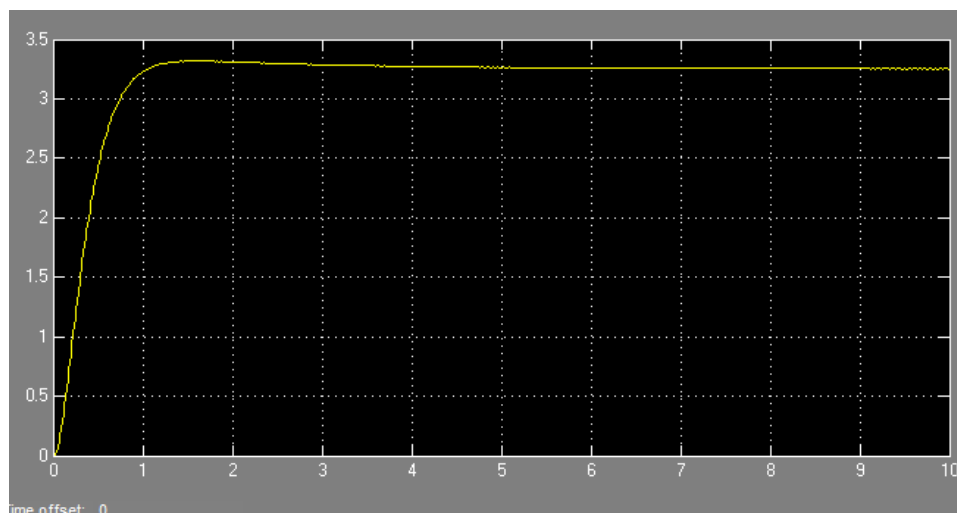


Рисунок 16 – Выходная характеристика системы, полученная в Simulink

При использовании SCADA Trace Mode 6 микропроцессорные приборы осуществляют аналого-цифровое преобразование входных импульсов тока и напряжения, превращая их в физические величины. Каждые 30 минут система автоматически производит расчет приращений активной и реактивной электроэнергии, а также средней мощности за указанный интервал времени. Эти данные передаются и записываются в журнал событий Информационно-вычислительного комплекса энергосистемы по запросу, полученному из ИВКЭ.

Методика определения прямых показателей качества системы основана на изучении реакции замкнутой системы на ступенчатое воздействие. Прямые показатели качества включают время переходного процесса (или время регулирования)  $t_{\text{пп}}$  и перерегулирование  $\sigma$ . Время регулирования  $t_{\text{пп}}$  определяется как момент вхождения кривой реакции в пятипроцентную зону от установившегося значения. Перерегулирование вычисляется по графику, где значение  $\sigma$  достигает 1,3%.

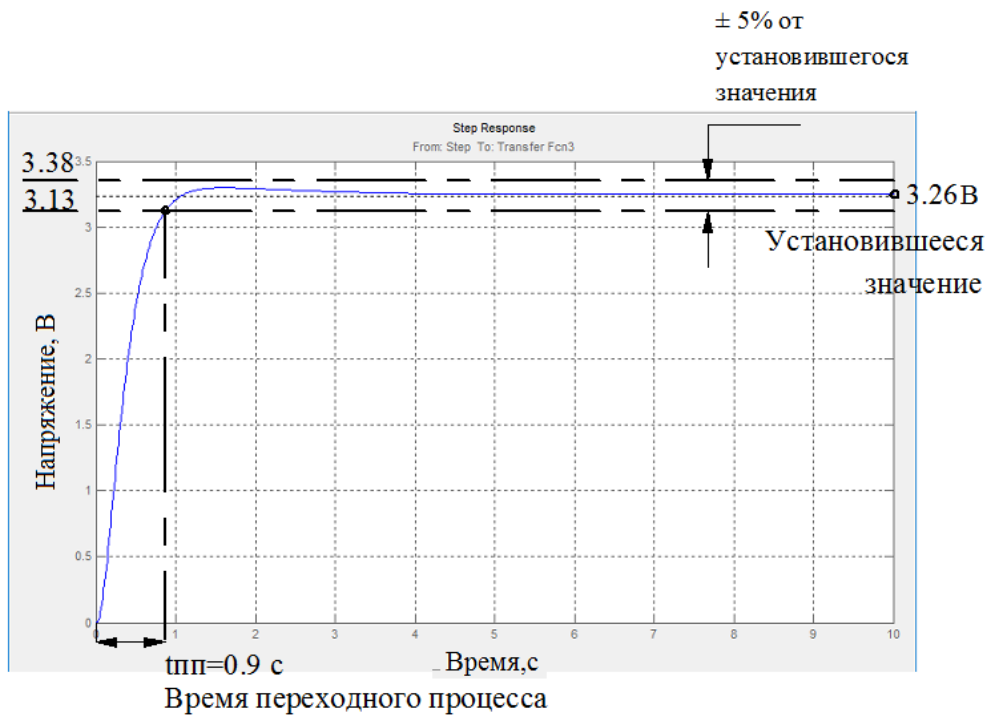


Рисунок 17 – Выходная характеристика

По графику можно определить время переходного процесса 0,9 с на рисунке 18.

Автоматически полученные значения представлены на рисунке 19.

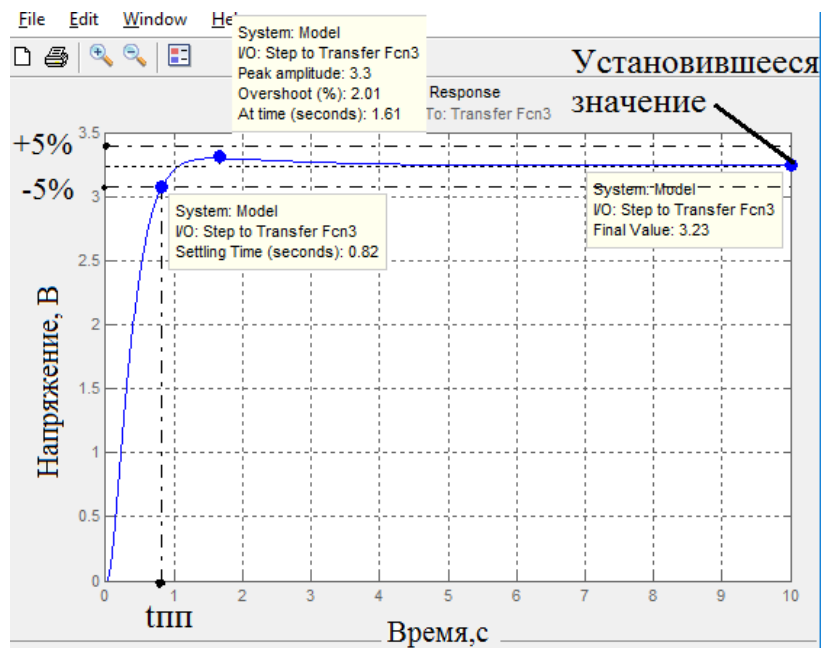


Рисунок 18 – Выходная характеристика САР с автоматически отмеченными значениями



Исходя из методики нахождения и автоматически созданных показателей качества выходной характеристики, можно сделать вывод, что небольшие различия в найденных значениях обусловлены лишь разметкой сетки.

Для определения запаса устойчивости по фазе необходимо провести следующие действия:

- начертить окружность радиусом 1 с центром в точке (0,0);
- найти точку пересечения данной окружности с годографом;
- провести линию из точки (0,0) до точки пересечения.

Получившийся угол и будет показателем запаса устойчивости по фазе (рисунок 19). В данном случае, если поставить масштаб отображения соотношений сторон годографа 1:1, то значение угла  $\varphi$  будет равняться  $60^\circ$ .

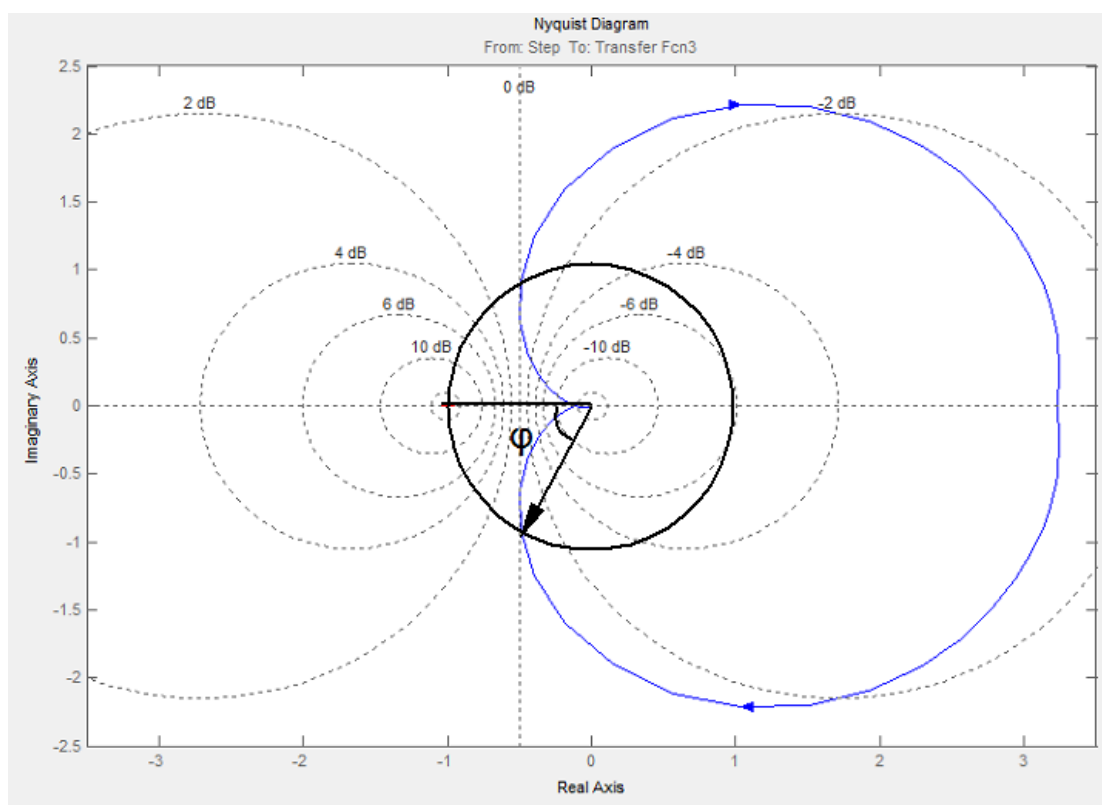


Рисунок 19 – Определение запаса устойчивости по фазе

Запасом устойчивости по амплитуде (усилению) называют расстояние между критической точкой  $(-1, j0)$  и ближайшей к ней точкой пересечения годографа с отрицательной полуосью абсцисс.

В данном случае, для нахождения запаса по амплитуде, необходимо провести следующие действия:

Найти расстояние от начала координат, до точки пересечения годографа с отрицательной осью абсцисс. Для удобства нахождения, данный участок был увеличен. Получилось расстояние  $A=0,105$  на рисунке 20.

Далее проводится расчет, исходя из условия

$$-20 \lg A = h \text{ дБ}$$

$$-20 \lg(0,105) = 19,57 \text{ дБ}$$

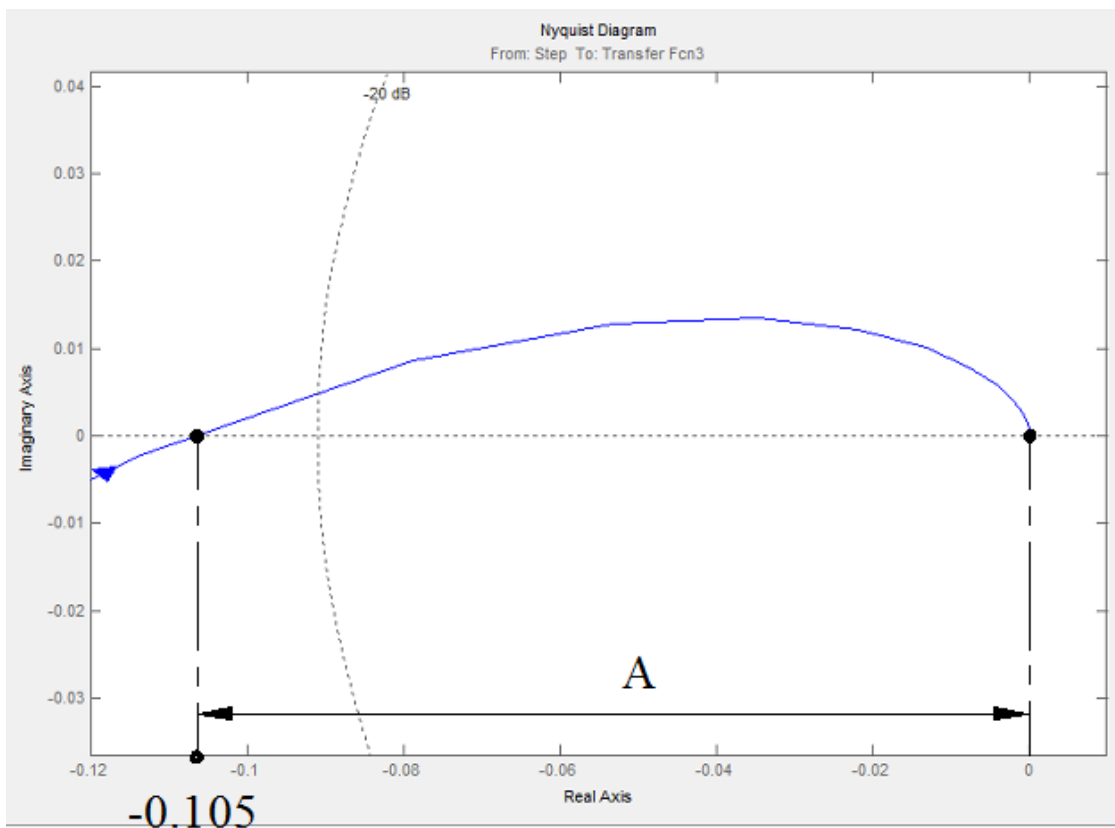


Рисунок 20 – Нахождение запаса устойчивости по амплитуде по годографу Найквиста

Далее сравниваем полученные значения со значениями, полученными автоматически, на рисунке 21.

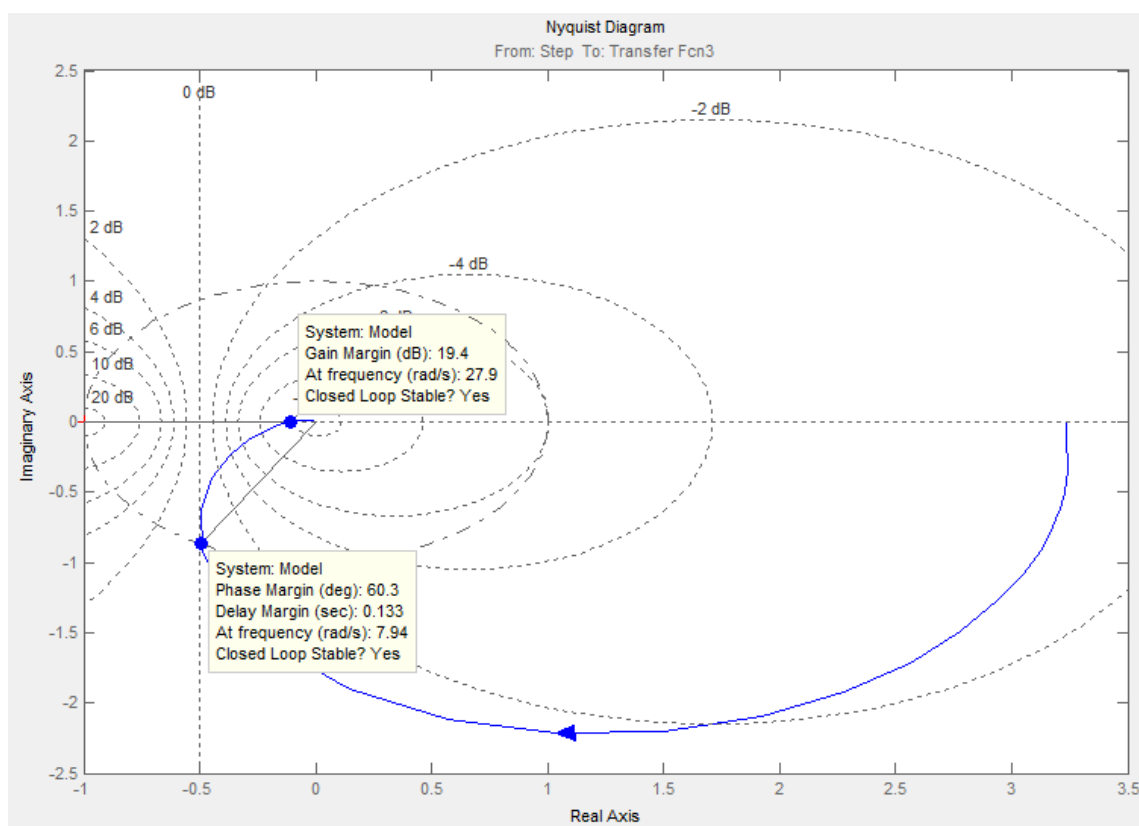


Рисунок 21 – Годограф Найквиста

При анализе графика видно, что запас устойчивости по фазе (Phase Margin) равен  $\varphi \cong 60,30^\circ$ , и запас по амплитуде  $h=19,40$  что было определено ранее другими способами и совпадает с ними. Был построен график нулей и полюсов системы, проведена оценка устойчивости корневого годографа на рисунке 22.

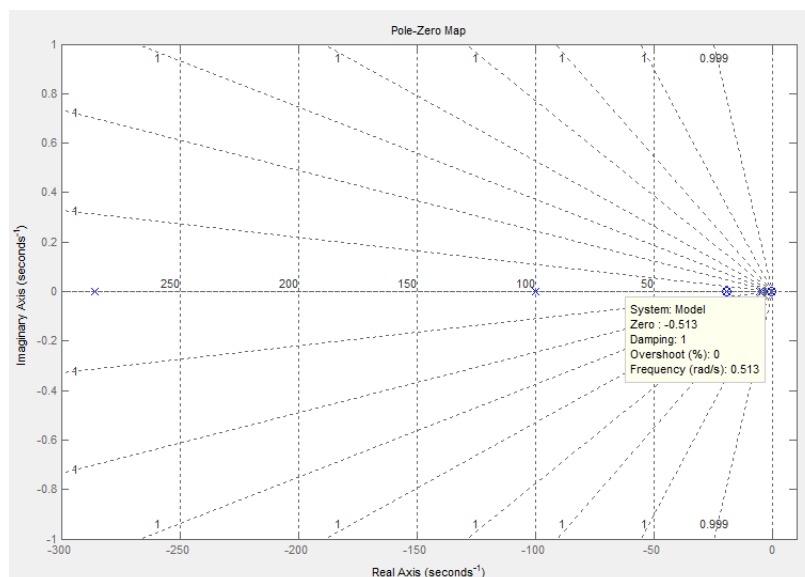


Рисунок 22 – Нули и полюса системы

Из этого графика можно сделать вывод о том, что система устойчива, так как полюсы функции лежат в левой полуплоскости.

Вывод по второй главе.

В данной части работы были изучены темы, связанные с защитой и автоматизацией систем. Обсуждались различные виды защит, такие как газовая, дифференциальная и максимальная токовая защита для трансформаторов 110 кВ и 10 кВ, а также защита от перегрузки и перегрева. Особое внимание уделено защите систем 10 кВ, также линий и сигнализации подстанции. Проект предусматривает использование микропроцессорных устройств защиты, регулирование напряжения трансформаторов и другие автоматические системы. Кроме того, выбрано программное обеспечение SCADA Trace Mode 6 ввиду его широкого распространения и ряда преимуществ. Произведен расчет надежности предлагаемой системы. Методика определения прямых показателей качества системы основана на изучении реакции замкнутой системы на ступенчатое воздействие.

## **Глава 3 Расчет технико-экономических показателей при внедрении автоматизированных систем управления**

«Экономические оценки проводятся как для действующих предприятий (фирм) так и для проектных объектов. При этом отличия могут заключаться только в примененных при сравнении эталонах - нормативный срок окупаемости, нормативный коэффициент эффективности, банковские процентные ссуды и так далее, не меняя методику и систему оценочных показателей» [15].

Весь спектр методов экономической оценки разделяется на классические (без учёта временного фактора) и инновационные (с учётом временного фактора).

Классические методы без учёта временного фактора включают в себя подход по анализу сроков окупаемости дополнительных инвестиций и методику оценки по коэффициенту эффективности. Кроме того, также присутствует способ определения затрат для различных вариантов инвестиций и модель оценки экономического эффекта от дополнительных инвестиций.

### **3.1 Капитальные вложения**

Среднегодовое потребление электрической энергии подстанции,  $W_{\text{потр}}^{\text{ПС}}$ , МВт·ч, определяется по формуле

$$W_{\text{потр}}^{\text{ПС}} = W_{\text{отп}}^{\text{ПС}} + \Delta W^{\text{ПС}}, \quad (25)$$
$$W_{\text{потр}}^{\text{ПС}} = 324000 + 700,116 = 324700,116 \text{ МВт ч}$$

Коэффициент полезного действия подстанции в режиме максимальной нагрузки

$$\eta_{\text{макс}}^{\text{ПС}} = P_{\text{макс}}^{\text{ПС}} / P_{\text{потр}}^{\text{ПС}} \cdot 100, \quad (26)$$

$$\eta_{\text{макс}}^{\text{ПС}} = 64,8 / 64,945 \cdot 100 = 99,8\%$$

Коэффициент полезного действия подстанции средневзвешенный за год,  $\eta_{\text{ср.взв}}$ , %, определяется по формуле

$$\eta_{\text{ср.взв}} = W_{\text{отп}}^{\text{ПС}} / W_{\text{потр}}^{\text{ПС}} \cdot 100 \quad (27)$$

$$\eta_{\text{ср.взв}} = 324000 / 324700,116 \cdot 100 = 99,78 \%$$

Капиталовложения в подстанцию по удельной капиталоемкости составляет от 10 до 250 % стоимости основного оборудования. Общая стоимость оборудования определяется по формуле

$$K^{\text{ПС общ.}} = K_{\text{ост}} \cdot K_{\text{одн}} \quad (28)$$

$$K^{\text{ПС общ.}} = 22330000 \cdot 17,5 = 390775000 \text{ руб.}$$

Удельные капиталовложения в подстанцию,  $K_{\text{уд}}^{\text{ПС}}$ , тыс. руб./МВА, определяется по формуле

$$K_{\text{уд}}^{\text{ПС}} = K^{\text{ПС}} / \sum_{i=1}^n S_{\text{T}}, \quad (29)$$

$$K_{\text{уд}}^{\text{ПС}} = 390775,000 / 128 = 3052,9 \text{ тыс. руб./МВА.}$$

### 3.2 Годовые эксплуатационные расходы

«Определим срок окупаемости капитальных вложений, экономию после внедрения мероприятий.»

«Годовые потери электроэнергии в трансформаторах»:

$$\Delta W_m = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_z + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot K_3^2 \cdot \tau_{max} \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (30)$$

«Где  $\tau_{max}$  – время максимальных потерь.

$\Delta P_{xx}, \Delta P_{кз}$  – потери ХХ, кВт;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n$  – число параллельно работающих трансформаторов;

$T_z$  – время работы трансформатора в году, час;»

«Время максимальных потерь» [22]:

$$\tau_{max} = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ час}, \quad (31)$$

«Где  $T_{нб}$  – время использования наибольшей полной мощности в течение года, час.»

$$\tau_{max} = (0,124 + 3520 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1984,8 \text{ час.}$$

«Годовые потери электроэнергии» [22]:

$$\Delta W_{m.1} = 1 \cdot 2,45 \cdot 6400 + \frac{1}{1} \cdot 11 \cdot 0,5^2 \cdot 1984,8 = 21138,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

«Потери в 2-х трансформаторах»

$$\Delta W_m = 2 \cdot 21138,2 = 42276,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

«Годовые потери предлагаемого варианта» [22]

$$\Delta W_{m.1} = 1 \cdot 1 \cdot 6400 + \frac{1}{1} \cdot 2,89 \cdot 0,86^2 \cdot 1984,8 = 10642,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

«Потери в 2-х трансформаторах»

$$\Delta W_{m.рек} = 2 \cdot 10642,4 = 21284,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

«Экономия»:

$$\Delta W_{m.э} = \Delta W_m - \Delta W_{m.рек} \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \quad (32)$$

$$\Delta W_{m.э} = 42276,4 - 21284,8 = 20991,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

«Годовая экономия в руб.»:

$$\Delta I_w = \Delta W_{m.э} \cdot I_{э.э}, \text{ руб/ кВт} \cdot \text{ч.}, \quad (33)$$

$$\Delta I_w = 20991,6 \cdot 3,6 = 75569,76 \text{ руб/год.}$$

«Расходы на эксплуатацию»

$$n_{к.р} = \frac{m}{T_{р.ц}} \text{ рем.} \quad (34)$$

«где  $m$  – количество оборудования, ед.;

$T_{р.ц}$  – ремонтный цикл, лет.»

$$n_{к.р.мп} = \frac{2}{12} = 0,17 \text{ рем.}$$

«Трудоемкость капитального ремонта» [22]

$$T_{к.р} = n_{к.р} \cdot T_k \text{ чел-ч.}, \quad (35)$$

«где  $T_k$  – норма трудоемкости капитального ремонта, чел-ч.»



$$T_{к.р.мр} = 0,17 \cdot 300 = 51 \text{ чел-ч.}$$

«Количество текущих ремонтов  $n_{т.р}$  в год»:

$$n_{т.р.мр} = \frac{2}{3} = 0,7 \text{ рем.}$$

«Трудоемкость текущего ремонта»:

$$T_{т.р.мр} = 0,7 \cdot 60 = 42 \text{ чел-ч.}$$

«Трудоемкость технического обслуживания определим по формуле»:

$$T_{т.о} = 12 \cdot m \cdot k_{сл.т.о} \cdot T_{т.р} \cdot k_{см} \text{ чел-ч,} \quad (36)$$

«где  $k_{сл.т.о}$  – коэффициент сложности технического обслуживания, равен 0,1;

$k_{см}$  – коэффициент сменности работы оборудования, принимаем 3.»

$$T_{т.о.мр} = 12 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 60 \cdot 3 = 432 \text{ чел-ч.}$$

«Суммарная годовая трудоемкость:»

$$\sum T_{г.мр} = T_{к.р.мр} + T_{т.р.мр} + T_{т.о.мр} \text{ чел-ч.} \quad (37)$$

$$\sum T_{г.мр} = 51 + 42 + 432 = 529 \text{ чел-ч.}$$

«Трудоемкость для выключателей нагрузки.

Количество капитальных ремонтов  $n_{к.р}$  в год»

$$n_{к.р.вн} = \frac{2}{3} = 0,7 \text{ рем.}$$

«Трудоемкость капитального ремонта»

$$T_{к.р.вн} = 0,7 \cdot 12 = 8,4 \text{ чел-ч.}$$

«Количество текущих ремонтов  $n_{т.р}$ »

$$n_{т.р.вн} = \frac{2}{1} = 2 \text{ рем.}$$

«Трудоемкость текущего ремонта»

$$T_{т.р.вн} = 2 \cdot 4 = 8 \text{ чел-ч.}$$

«Трудоемкость технического обслуживания»

$$T_{т.о.вн} = 12 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 4 \cdot 3 = 28,8 \text{ чел-ч.}$$

«Суммарная годовая трудоемкость»:

$$\sum T_{г.вн} = T_{к.р.вн} + T_{т.р.вн} + T_{т.о.вн} \text{ чел-ч.} \quad (38)$$

$$\sum T_{г.вн} = 8,4 + 8 + 28,8 = 45,2 \text{ чел-ч.}$$

«Трудоемкость для предохранителей».

«Количество капитальных ремонтов  $n_{к.р}$  в год»

$$n_{к.р.пр} = \frac{2}{6} = 0,33 \text{ рем.}$$

«Трудоемкость капитального ремонта»

$$T_{к.р.нр} = 0,67 \cdot 2 = 1,34 \text{ чел-ч.}$$

«Количество текущих ремонтов  $n_{т.р}$ »

$$n_{т.р.нр} = \frac{2}{1} = 2 \text{ рем.}$$

$$T_{т.р.нр} = 2 \cdot 2 = 4 \text{ чел-ч.}$$

«Трудоемкость технического обслуживания»

$$T_{т.о.нр} = 12 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 2 \cdot 3 = 14,4 \text{ чел-ч.}$$

«Суммарная годовая трудоемкость:»

$$\sum T_{г.нр} = T_{к.р.нр} + T_{т.р.нр} + T_{т.о.нр} \text{ чел-ч.} \quad (39)$$

$$\sum T_{г.нр} = 1,34 + 4 + 14,4 = 19,74 \text{ чел-ч.}$$

«Итоговая годовая трудоемкость:»

$$\sum T_{г} = \sum T_{г.тр} + \sum T_{г.вн} + \sum T_{г.нр} \text{ чел-ч.} \quad (40)$$

$$\sum T_{г} = 529 + 45,2 + 19,74 = 593,94 \text{ чел-ч.}$$

«Расходы:»

«Трудоемкость для трансформаторов:

Количество капитальных ремонтов  $n_{к.р}$ »

$$n_{к.р.мп} = \frac{2}{12} = 0,17 \text{ рем.}$$

«Трудоемкость капитального ремонта»

$$T_{к.р.мп} = 0,17 \cdot 220 = 37,4 \text{ чел-ч.}$$

«Количество текущих ремонтов  $n_{м.р}$ »

$$n_{м.р.мп} = \frac{2}{3} = 0,67 \text{ рем.}$$

$$T_{м.р.мп} = 0,67 \cdot 45 = 30,15 \text{ чел-ч.}$$

«Трудоемкость технического обслуживания»

$$T_{м.о.мп} = 12 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 45 \cdot 3 = 324 \text{ чел-ч.}$$

«Суммарная годовая трудоемкость»:

$$\sum T_{з.мп} = T_{к.р.мп} + T_{м.р.мп} + T_{м.о.мп} \text{ чел-ч.} \quad (41)$$

$$\sum T_{з.мп} = 37,4 + 30,15 + 324 = 391,55 \text{ чел-ч.}$$

«Трудоемкость для вакуумных выключателей»:

«Трудоемкость технического обслуживания»

$$T_{м.о.вв} = 12 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 4 \cdot 3 = 28,8 \text{ чел-ч}$$

«Суммарная годовая трудоемкость предлагаемого варианта»:

$$\sum T_{z.p} = \sum T_{z.mp} + T_{m.o.ve} \quad (42)$$

$$\sum T_{z.p} = 391,55 + 28,8 = 420,35 \text{ чел} - \text{ч}$$

«Снижение трудоемкости»:

$$\sum \Delta T = \sum T_z - \sum T_{z.p} \quad (43)$$

$$\sum \Delta T = 593,94 - 420,35 = 173,6 \text{ чел} - \text{ч}$$

### 3.3 Оценка эффективности проекта

«Экономия»

$$\Delta I_{\text{mat.z}} = 1,2 \cdot \Delta I_{\text{зп.осн.z}} \quad (44)$$

$$\Delta I_{\text{mat}} = 1,2 \cdot 685624,5 = 822749,4 \text{ руб}$$

«По цеховым расходам»

$$\Delta I_{\text{цех.z}} = N_{\text{н.цех}} \cdot \Delta I_{\text{зп.осн.z}} \quad (45)$$

«где  $N_{\text{н.цех}}$  – норма накладных цеховых расходов.»

$$\Delta I_{\text{цех.z}} = \frac{200 \cdot 685624,5}{100} = 1371249 \text{ руб}$$

«По общим расходам»

$$\Delta I_{\text{об.зав.z}} = I_{\text{н.об}} \cdot \Delta I_{\text{зп.осн.z}} \quad (46)$$

«где  $I_{\text{н.об}}$  – норма накладных заводских расходов, принимаем 150%.»

$$\Delta I_{об.зав.з} = \frac{150 \cdot 685624,5}{100} = 1028426,75 \text{ руб}$$

Итоговая экономия составит

$$\Delta I_{рзо} = \Delta I_{зн.осн.з} + \Delta I_{мат.з} + \Delta I_{цех.з} + \Delta I_{об.зав.з} \quad (47)$$

$$\Delta I_{рзо} = 685624,5 + 822749,4 + 1371249 + 1028426,75 = 3908049,65 \text{ руб}$$

Определим срок окупаемости

$$T_{ок} = \frac{K_{сум}}{\Delta I_{рзо} + \Delta I_w} \quad (48)$$

$$T_{ок} = \frac{4 \cdot 5320282,6}{3908049,65 + 75569} = 5,2 \text{ лет}$$

Таким образом, предлагаемый проект экономически целесообразен. Полученные данные представим в таблице 13.

Таблица 13 – Техничко-экономические показатели

Показатели	Варианты	
	Базовый	Проектный
Годовое потребление электроэнергии, кВт-ч	42276,4	21284,8
Трудоемкость обслуживания электрооборудования, чел-ч.	593,94	420,35
Затраты на материалы, тыс. руб.	1028,436	822,749
Цеховые накладные расходы, тыс. руб.	2056,874	1371,249
Общезаводские расходы, тыс. руб.	1542,640	1028,426
Суммарные годовая экономия, тыс. руб.	-	3,908
Срок окупаемости, лет	-	5.2

Вывод по главе 3.

Выбор метода разработки программного обеспечения для АСКУЭ и АСУ ТП зависит от оценки рыночной стоимости внедрения системы, учитывая поставляемые исполнительные программные модули для каждого типового проекта автоматизированной системы. Проведенный анализ

показал, что для автоматизированных систем, использующих микропроцессорные многофункциональные измерители и электронные счетчики с до 500 каналами, при текущей ценовой политике на исполнительные модули SCADA-систем, имеющие градацию по числу каналов, необходимо применять различные методы создания программного обеспечения в зависимости от количества точек учета в системе. При более чем 30 точках учета значительные преимущества демонстрирует инструментальная SCADA-система TRACE MODE 6.

SCADA-система TRACE MODE 6 - это современное программное обеспечение, предназначенное для управления и контроля технических процессов в различных автоматизированных системах. Эта система обладает широким спектром функциональности, позволяющим оперативно мониторить и управлять процессами в реальном времени.

SCADA-система TRACE MODE 6 представляет собой программное обеспечение, предназначенное для управления системами автоматизации и контроля технологических процессов. Она обладает графическим интерфейсом, который позволяет создавать графические интерфейсы оператора (HMI) с использованием различных элементов управления. TRACE MODE 6 также интегрируется с широким спектром промышленного оборудования и поддерживает различные протоколы связи для взаимодействия с устройствами.

Одним из преимуществ системы является её простота использования благодаря интуитивно понятному интерфейсу, что упрощает работу с ней. TRACE MODE 6 обеспечивает стабильную работу и может быть настроена под конкретные требования проекта. Кроме того, система предоставляет инструменты для мониторинга, анализа данных и создания отчетов, а также обеспечивает защиту от несанкционированного доступа и вмешательства.

Расчет показывает, что проект технического перевооружения является выгодным и окупаемым.

## Заключение

В ходе выполнения работы произведена реконструкция подстанции 110/10 кВ Городская-2 с разработкой технических требований к автоматизированной системе управления, проектирование структуры и функционала автоматизированной системы управления, а также выбраны и проверены токоведущие части и электрическое оборудование.

Для обеспечения функционирования подстанции было принято решение установить контрольно-измерительную аппаратуру. На объекте также присутствует оперативно-пультовое управление с панелями релейной защиты и автоматики, телекоммуникационным оборудованием, световой и звуковой сигнализацией для удаленного управления выключателями.

В рамках исследования были рассмотрены основные теоретические аспекты автоматизированных систем управления технологическими процессами на объектах электроэнергетики. Проанализированы назначение, цели и функции таких систем, а также были выявлены требования к технологиям их построения.

Далее была представлена конкретная практическая задача - реконструкция подстанции с разработкой автоматизированной системы управления технологическими процессами на примере ПС 110/10 кВ Городская-2. В этой части работы был выбран и обоснован выбор цифрового коммутационного оборудования, разработана цифровая релейная защита, а также выполнено проектирование и реализация системы автоматизированного управления технологическими процессами (АСУТП).

Наконец, произведен расчет технико-экономических показателей внедрения автоматизированных систем управления. Были рассмотрены капитальные вложения, годовые эксплуатационные расходы, а также проведена оценка эффективности проекта.

Выбор метода создания программного обеспечения для АСКУЭ и АСУ ТП связан с оценкой рыночной стоимости внедрения системы с учетом



поставляемых исполнительных программных модулей для каждого типового проекта автоматизированной системы.

Проведенный анализ показал, что для автоматизированных систем, использующих микропроцессорные многофункциональные измерители и электронные счетчики с до 500 каналами, при текущей ценовой политике на исполнительные модули SCADA-систем, имеющие градацию по числу каналов, необходимо применять различные методы создания программного обеспечения в зависимости от количества точек учета в системе. При более чем 30 точках учета значительные преимущества демонстрирует инструментальная SCADA-система TRACE MODE 6.

Расчет показывает, что проект технического перевооружения является выгодным и окупаемым. При расчете были использованы наиболее известные и общепринятые методики и данные, что позволило быстро и качественно получить необходимый результат с заданной точностью.

## Список используемой литературы

1. Автоматизация проектирования вычислительных систем. Языки, моделирование и базы данных/Digital System design automation: languages, simulation & data base. Москва: Мир, Мир, 2020. 464 с.
2. Автоматизированные системы управления. Информация и модели структур управления. Москва: Наука, 2022. 336 с.
3. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: учебник. Москва: ФОРУМ ИНФРА-М, 2024. 415 с.
4. Векторные диаграммы в схемах релейной защиты и автоматики. Москва: НЦ ЭНАС, 2022. 373 с.
5. Дорохин Е. Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Москва: Советская Кубань, 2024. 432 с.
6. Захаров О. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки. Москва: Инфра-Инженерия, 2023. 219 с.
7. «Каталог реле защиты и автоматики» [Электронный ресурс] : <http://www.cheta.ru/images/rza/katalogRZA.pdf> (дата обращения 24.12.2023).
8. Киреева Э. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Москва: Академия, 2020. 320 с.
9. Кузин П. Т. Пять лекций по АСУ. Москва: Энергия, 2020. 192 с.
10. Кузьмин И. В. Основы теории информации и кодирования / И.В. Кузьмин, В.А. Кедрус. Москва: Высшая школа, 2021. 240 с.
11. Куксин А. В. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие. Москва: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
12. Малафеев А. В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. Магнитогорск: МГТУ им. Г.И. Носова, 2020. 65 с.
13. Миловзоров В. П. Электромагнитные устройства автоматики / В.П. Миловзоров. - М.: Высшая школа, 2021. 408 с.
14. Петухов Р. А. Электроснабжение: учебное пособие. Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.

15. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. Москва: Мир, 2022. 128 с.

16. Применение и техническое обслуживание микропроцессорных устройств на электростанциях и в электросетях: Часть 3. Испытательные установки для проверки устройств релейной защиты и автоматики. Москва: НЦ ЭНАС, 2023. 230 с.

17. «СТО 56947007-33.040.20.141-2012 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации подстанций 110-750 кВ» [Электронный ресурс] : <https://docs.cntd.ru/document/1200096837?section=status> (дата обращения 9.12.2023).

18. «СТО 70238424.27.100.010-2011 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования» [Электронный ресурс] : <https://docs.cntd.ru/document/1200093673?section=status> (дата обращения 24.12.2023).

19. «Техническая коллекция Shneider electric» [Электронный ресурс] : <https://www.rzaproject.ru/vypusk1.pdf> (дата обращения 17.02.2024).

20. «Трансформатор ТДН 40000/110» [Электронный ресурс] : <https://transvaz.nt-rt.ru/price/product/1474323> (дата обращения 5.02.2024).

21. Щербаков Е. Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. Москва: ФОРУМ ИНФРА-М, 2023. 495 с.

22. Dmitriev V., Oliveira R. M. S. Partial Discharges in Hydroelectric Generators: Detection, Processing, Classification, and Pinpointing. New York : Springer, 2023. 247 p.

23. Ghiani E., Locci N., Muscas C. Auto-Evaluation of the Uncertainty in Virtual Instruments. - IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement, Vol. 53, No. 3, 2020. - p. 250 - 672-677.

24. Haben S., Voss M., Holderbaum W. Core Concepts and Methods in Load Forecasting: With Applications in Distribution Networks PDF. Springer, 2023. 332 p.
25. Huang J.-J., DeBra D.B. Automatic Smith-predictor tuning using optimal parameter mismatch. - IEEE Transactions on Control Systems Technology, vol. 20, Issue 3, May 2022, p. 447 - 459.
26. Leva A. and Colombo A.M. IMC-based Synthesis of the Feedback Block of ISA-PID Regulators. Proc. ECC 2021, Porto (P).
27. Loznen S., Bolintineanu C. Electrical Product Compliance and Safety Engineering. Artech House Publishers, 2021. 333 p.
28. Mitolo M., Araneo R. Electrical Safety Engineering of Renewable Energy Systems. New York: Wiley-IEEE Press, 2022. 302 p.
29. Plunkett, Jack W. Plunkett's Manufacturing, Automation & Robotics Industry Almanac 2022: Manufacturing, Automation & Robotics Industry Market Research, Statistics, Trends and Leading Companies 2022nd Edition. - Publisher: Plunkett Research, Ltd., 2022. 30 pages.
30. Recent Advances in Manufacturing, Automation, Design and Energy Technologies: Proceedings from ICoFT 2020 (Lecture Notes in Mechanical Engineering) 1st ed. 2022 Edition. New York: Wiley-IEEE Press, 2022. p.